ENVIRONMENTAL IMPACT ASSESSMENT IN NEW BRUNSWICK

Environmental Impact Assessment on the proposal by NB Power to construct a thermal generating station in Belledune, New Brunswick

Summary Report prepared by
N.B. Department of the Environment

SUMMARY OF ENVIRONMENTAL IMPACT ASSESSMENT REPORT PROPOSAL BY NB POWER TO CONSTRUCT AND OPERATE A THERMAL GENERATING STATION AT BELLEDUNE

Introduction

The New Brunswick Electric Power Commission (NB Power) proposes to construct and operate a thermal generating station at Belledune, along the coastline of the Bay of Chaleur two km to the west of the existing Brunswick Mining and Smelting smelter, capable of burning coal or oil to meet expected demand for electrical power. The proposed project consists of an initial 450 MW unit scheduled for completion in 1993 and a second similar unit scheduled for completion in 1998. The units will be capable of producing 480 MW under maximum capacity operating conditions, and are expected to operate for at least thirty years. NB Power designates the first unit to be built as Unit 2 and the second unit as Unit 1 because of their eventual arrangement on the plant site.

The consulting firm of Washburn and Gillis has prepared a report entitled "Belledune Thermal Generating Station — Environmental Impact Statement." The report includes a consideration of the environmental consequences associated with construction and operation of the thermal generating station, the associated freshwater impoundment on the Belledune River, and the modifications to the wharf in Belledune Harbour. It describes the existing environment at Belledune; presents the construction and operation plans for the thermal generating plant; and predicts the impacts which would result, should NB Power receive Provincial Cabinet approval to proceed.

The EIA report was prepared as required by the Environmental Impact Assessment Regulation under the Clean Environment Act administered by the Department of the Environment. This summary of the full report has been prepared by the Department to assist members of the public in becoming familiar with its main points.

Project Rationale

NB Power operates an installed generating capacity of 3,190 MW. Fossil-fuelled thermal plants supply 54 percent of this total, followed by hydro (26 percent) and nuclear (20 percent). In 1988, NB Power generated 13.2 billion kilowatt hours and purchased 5.7 billion kilowatt hours from utilities in other jurisdictions. Thirty-three percent (6.3 billion kWh) of this energy was exported, and the remainder was supplied to provincial customers.

The rate of growth in electrical demand has averaged more than 6 percent annually over the past five years. NB Power estimates that electrical energy production in New Brunswick will grow at an average annual rate of 2.9 percent to the end of this century. The utility's existing capacity is adequate to reliably meet this in-province load only until 1990, states the report.

A contract to purchase power from Hydro Québec expires in 1994. Although the return of 130 MW of the 230 MW Point Lepreau participation sales in 1991 will help reduce this generation deficit, the report states that the immediate domestic requirement for energy will be best met with an additional 450 MW of base load capacity, to be followed by one or two further units by 2000.

The report presents the results of an examination of alternative sites considered for the location of the plant. It states that Belledune was chosen as the proposed site over Coleson Cove and Dalhousie for the following reasons:

lower overall development costs;

less impact on existing residential development;

best opportunity for multi-unit expansion.

Another priority consideration was to site the proposed plant in the northern section of New Brunswick, to help redress the imbalance of generating capacity as related to demand between the northern and southern halves of the province. All plant activities could be located on the relatively flat, contiguous 1000 hectare site at Belledune, and nuisance effects would be lower at Belledune due to the low residential population near the site.

Project Description

The proposed project involves the construction of an initial single unit coal-fired generating station comprising steam generators, turbine generators, coal and oil unloading facilities, ash disposal facility, fresh water supply structures, cooling water intake and discharge structures and associated plant facilities. This unit would, as requirements dictate, be followed by a similar second unit.

The report explains in broad terms the mechanics of thermal power generation. The proposed plant at Belledune will require an estimated 1.136 million tonnes of low-sulphur coal per year at 80 percent capacity factor. This quantity of coal is not available in New Brunswick, and will be imported from a variety of sources.

Specific provision will also be made for burning No. 6 oil as an alternative fuel.

Alternative methods for generating power, including no action, end use reduction, export reduction, alternate generation, co-generation, non-utility generation, and purchase from Hydro-Québec, have been fully considered, states the report, and NB Power believes construction of the coal-fired 450 MW plant the best option.

The development area for the proposed plant is bounded by Chaleur Bay to the north, the Belledune River to the west, the Turgeon Road to the east, and the new section of Highway 11 which runs parallel to the coast in the south. The site lies within the area administered by the Belledune Planning Commission.

The station layout is designed to provide for an ultimate four-unit station, with a central service and administration building and two units on either side. The present environmental impact assessment report is limited to the first two units, #s 1 and 2. Since the units are numbered east to west, Unit 2 will be built first adjoining the administration and service building, for an in-service date of 1993. Unit 1 is scheduled for an in-service date of 1998.

The cooling system will be a once-through type taking water from inside the existing Belledune Harbour and discharging the warmed water to Chaleur Bay on the northwest side of a breakwater.

Liquid wastes from the plant, including precipitation runoff and percolated liquids from the coal storage areas, will be collected in settling ponds, monitored and treated as required. The coal pile, surrounding roadways, perimeter ditches, berms and settling ponds will be underlain with liners to impede contamination from runoff.

The generating unit is to be located wholly within the Village of Belledune between Route 11 and Chaleur Bay immediately next to the Belledune fertilizer plant. The coal storage site will be located across Highway 11 from the generating unit. The ash disposal facility will be located on higher ground between the main Canadian National rail lines and the extension to Highway 11, east of the Belledune River.

A reservoir capable of supplying 13,000 cubic metres of water per day via a pipeline 4.3 km long to the two units will be created by building a 20 m high dam on the Belledune River approximately 4 km from its mouth. A wharf will be built and operated by Canada Ports Corporation in Belledune Harbour as part of fuel receiving and transportation facilities. This will require dredging at the wharf site.

Gaseous waste management facilities include a 168 m high stack with a flue for each of the two units, vent filters at the ash storage silos to clean the air used to transport the fly ash to the silos, an ash conditioner to moisten ash prior to truck loading for transport to the off-site ash disposal area, and a chute for truck filling to reduce dusting.

Fly ash from the combustion process will be collected in an electrostatic precipitator designed to meet current emission guidelines for particulate removal. Fly ash and bottom ash will be trucked to the ash disposal facility.

As part of the site development, the existing Highway 11 will be rerouted to the south of the coal pile area between Turgeon and Hodgin Roads. Shannon Brook, an intermittent drainage course, will be diverted around the main plant area through a culvert.

Coal will be delivered via marine bulk carrier at the new wharf to be built next to the existing Canada Ports Corporation's breakwater which forms Belledune Harbour. The coal will be transported from the wharf to the plant via a coal unloading and conveyor system located along the existing breakwater and across the main power plant site to a coal storage pile south of the existing Highway 11. Bunker C oil will be delivered from the wharf through a pipeline located below the coal conveyors. The pipeline will be routed above ground to the bulk oil storage tanks.

Existing Environment

The main plant area, comprising the generating units and the coal storage site, slopes from a grade of 35-45 metres to 10 to 22 metres by the coastal road. The soil consists of sand and silt sediments with some gravel and clay, extending approximately two metres in depth. The bedrock features varied formations, including conglomerates, sandstones, and siltstones of various geological groups and ages.

Two housing areas in the area known as Townsites 1 and 2 receive their water from the Jacquet River fresh water supply pipeline. Approximately 25 homes on the old Highway 11 and on the Hodgin Road north of the railway tracks have independent water supply sources, two from springs and the remainder from drilled wells. Reliable quantitative estimates of the groundwater flow are difficult to make, says the report.

Tree cover at the proposed ash disposal facility consists of small hardwoods interspersed with clumps of softwoods. The major species in the area to be flooded by the proposed reservoir include balsam fir, intolerant hardwood, and red and white spruce. This area of the proposed reservoir is not an overwintering area for deer, and no winter moose activity has been noted in the area. Other species present include beaver, muskrat, otter, mink, fisher and marten. The report states that anadromous fish such as salmon do not travel far up the River due to beaver dam obstacles downstream from the proposed damsite.

Chaleur Bay is an important fishing area. Commercially important fisheries include Atlantic herring, mackerel, cod, flounder, smelt, sea scallop, American lobster,

crabs and soft-shelled clams. The Bay also supports an important recreational Atlantic salmon fishery.

Belledune Harbour receives waste water containing cadmium at the rate of 2.12 kg per day and spent cooling water containing cadmium at the rate of 5.8 kg/day, from the smelter owned by Brunswick Mining and Smelting. Sediments from the harbour bottom contain varying concentrations of cadmium, ranging from near zero at the Harbour mouth to areas contaminated at the level of 45-68 mg/kg of cadmium in the interior. The harbour's lobsters contain cadmium in their tomalley, and the lobster fishery in the harbour is controlled by the Department of Fisheries and Oceans Canada.

The effluent from the Brunswick Mining and Smelting Fertilizer Plant has been discharged into Chaleur Bay since 1968. The outfall point is on the seaward side of the Harbour breakwater. The effluent contains primarily calcium sulphate, and has formed a 17 hectare delta outside the breakwater.

The boundaries of the airshed for the purpose of the environmental impact assessment extend 50 km to the east and west and 30 km to the north and south, to take into account prevailing wind patterns and local topography. The existing major sources of sulphur dioxide (SO_2), oxides of nitrogen (NO_x) and total suspended particulates (TSP) within the airshed include the Brunswick Mining and Smelting smelter at Belledune and NB Power's Dalhousie thermal generating station at Dalhousie.

The smelter is adjacent to the site of the proposed plant, and the Dalhousie plant is 40 km to the north-northwest. Emissions from sources such as automobiles and residential buildings in the area are negligible compared to the major point sources. The report states that total emissions of SO_2 into the local airshed have ranged between 61,000 to 66,500 tonnes per year. The Dalhousie plant has accounted for between 61% and 79% of the total annual SO_2 emissions in the Belledune airshed since it came fully on line in 1981.

Particulate emissions from the smelter have averaged 133 tonnes since 1978. Particulate emissions from the fertilizer plant have ranged from 500 to 3400 tonnes per year. The main source of emissions of NO_x in the study area is the Dalhousie station, accounting for 5% of the provincial total.

The majority of the surface waters in the two river basins within the study area have sufficient buffering capacity to render them insensitive to the effects of acidic precipitation. Two streams affected by mine drainage are considered very sensitive, three are moderately sensitive, and the remainder are insensitive. Total wet sulphur deposition in these watersheds has been estimated as below the recommended target to protect moderately sensitive aquatic systems.

Agricultural soils in the Belledune area are largely unclassified, but some land in the northeastern coastal area of the province is classified as sensitive to acidification.

Socio-Economic Environment

The report provides socio-economic data on two impact regions, the province of New Brunswick as a whole and the village of Belledune and the counties of Restigouche and Gloucester. Statistics on population, economic trends, local government structure, and industrial capabilities are outlined.

The population for the study area increased by 0.5% since 1981 to 127,394 persons in 1986, the last year for which data are available. Urban centres such as Campbellton and Bathurst experienced a drop in population, whereas rural regions saw an increase in the number of residents. Belledune's population over this period dropped by 14.6% to 579 persons. The great majority of the area's residents live along Highways 11 and 134 which follow the coastline between Dalhousie and Bathurst.

The mainstay of Restigouche County's economy is forestry. The major employment generators for the county are the health care institutions, followed by several forestry companies, CN and NB Power. The economy of Gloucester County is also resource-based, depending on the pulp and paper, mining and fishing industries. The largest employer has been Brunswick Mining and Smelting, followed by the school districts, various health care institutions, and fish processing plants. Unemployment rates in the counties have been higher than those recorded for the province in recent years and have been increasing.

Nearly 90% of the two counties consists of wooded crown land. The population in 1986 was 127,394. The great majority of the residents between the urban areas of Dalhousie and Bathurst live along Highways 11 and 134.

Approach to assessment of impacts

In preparing the environmental impact statement, states the report, a potential effect was assumed to be acceptable if specific guidelines or regulations were met. For those situations where specific guidelines and recommendations are not in place, the direction and degree of change to a 'Valued Ecosystem Component' due to the project was evaluated.

Valued Ecosystem Components are defined as those aspects of the ecosystem or associated socio-economic system which are important to humans. A potential effect was deemed unacceptable if there was a risk that a 'component' would be affected to such a degree it would not return to pre-project conditions.

Impacts of construction

Biophysical environmental impacts

Construction of a single 450 MW unit will take approximately five years. The plant will be built on a site presently occupied by a Shell Canada Products Ltd. bulk plant. A variety of heavy equipment will be used to perform the construction. Ditches and holding ponds will be built around the plant and ash storage sites to collect runoff water for treatment to acceptable standards prior to its release. No residual biophysical effects due to ash storage area construction have been identified.

The development of berthing and cooling water facilities will necessitate substantial dredging of Belledune Harbour. Construction of the intake channel of the cooling water facility will require 141,000 m^3 to be dredged, and an additional 23,000 m^3 of solid rock will be removed during the construction of the discharge channel.

Marine dredging for wharf construction and the ship approach channel (phase 1) will require dredging of an estimated 260,000 m^3 of material, including 165,000 m^3 of soil contaminated with cadmium, 30,000 m^3 of uncontaminated soil and 52,000 m^3 of rock. The cadmium-contaminated soil will be placed into a containment cell at the shoreline inside the Harbour, and covered by the uncontaminated soil. The rock will be used as armour/riprap within the harbour or hauled to an approved ocean site.

Phase II dredging may be carried out later to deepen the approach channel to accommodate large ships at all tide levels. This will require the removal of 64,000 m^3 of uncontaminated soil and 23,000 m^3 of rock with a dipper dredge.

The uncontaminated soil is to be hauled to a site to be approved by Environment Canada. The report states the planned dredging and berth development may benefit other industries in northeast New Brunswick.

Potential short-term effects of dredging include increased turbidity and reduction of light penetration, disturbance and destruction of aquatic organisms and habitat, resuspension of contaminated materials in the water column, dissolved oxygen depletion, release of nutrients and other materials trapped in the sediments, and creation of floating scum and debris.

There may be a temporary loss of habitat, but experience in other dredged areas strongly suggests that recolonization of the area will occur within two years of dredging. The report states that the resuspension of bottom sediments due to dredging will have a minimal effect on total levels of dissolved cadmium in Belledune Harbour.

To minimize the effects of dredging on Harbour lobsters, an intensive fishing program is proposed prior to the beginning of dredging. Lobsters will be caught in traps and set free outside the Harbour. An added mitigative measure would be to deploy a series of traps across the mouth of the Harbour to intercept lobster attempting to enter the Harbour during dredging operations.

To reduce the potential impact of dredge disposal contamination, all contaminated sediments with cadmium levels greater than 0.6 mg/kg will be placed in containment cells. Measures to ensure the dredge spoil does not become a source of cadmium contamination include controlling discharge from the cells and capping the spoils.

Some blasting will be required to prepare the soil for dredging. Techniques to minimize resulting fish kill include setting off small charges to scatter fish immediately before rock blasting, and the use of air curtains to minimize shock to fish. Some blasting of the bedrock under the Harbour will result in localized fish kills.

NB Power's plan for the construction of the 20 metre dam on the Belledune River and associated water supply pipeline include strategies for limiting adverse effects on salmonid habitat downstream, including maintenance of a minimum flow level and discharge of cool water in a turbulent form to reduce gas suspension in the outflow. A pipeline buried two metres deep will supply water through gravity feed to the proposed plant, avoiding crossings of streams en route. The report states all watercourse alteration approval requirements will be met, and measures will be taken to prevent sedimentation of the river and area streams during construction.

Land use effects of construction of the proposed plant will include displacement or purchase of some homes and properties to the west of the site along Highway 11, as well as increased traffic due to construction vehicles and worker traffic. Five homes and one diner along Highway 11 will be purchased to allow for plant construction, as well as property from Brunswick Mining and Smelting and the New Brunswick Department of Natural Resources and Energy.

Since the residences closest to the site will be purchased as part of the project, and since most construction and delivery traffic will use the Route 11 bypass, aesthetic problems due to noise, dust and vibration along the haul routes should be minimal. Some disturbance may be experienced by residents along Highway 11 west of the site and Highway 134 east of the site. Recent enhancements to the local highway system should lessen the likelihood of traffic disturbances. Care with loading and trucking, as well as choice, cleaning and treatment of haul routes should mitigate this factor.

The report states that although considerable noise may occur during construction, it is impossible to determine how loud this noise might be at any specific property adjoining the construction site. Nearby resi-

dents have been informed of the possibility of noise. Techniques for dampening, absorbing, dissipating and deflecting sound will be used where necessary.

Socio-economic impacts

Construction of the project is expected to have significant socio-economic effects at a local, regional, and provincial level.

The on-site construction expenditures for both units, the ash disposal area and the fresh water supply, are estimated at $929 million in terms of 1987 funds. It is estimated that 88% of the labour and material purchases for Unit 2 and 85% for Unit 1 will be made in Canada.

Of the total labour expenditures of $320 million, 90% will be paid to New Brunswick workers. Of the total non-labour expenditures of $573 million, 19% will involve direct purchases in New Brunswick, 59% from the remainder of Canada, and 22% from other countries. The report states that the high proportion of New Brunswick labour content will translate into substantial benefits in terms of incremental person-years of employment.

In summary, the EIA report states that the total direct employment created by engineering and construction of the two plants is estimated to be 5,142 person-years. An additional 125 person-years of employment would be created by the construction of port facilities at Belledune by Ports Canada. It is expected that close to 90 percent of the total work force associated with the project will be sourced in New Brunswick and 100 percent will be sourced within Canada.

The total direct job creation to be generated by the construction of Unit 2 is: 2,883 (2,595 New Brunswick residents) person-years of direct employment, including 1,800 person-years of construction employment, and for Unit 1: 2,259 (2,033 New Brunswick residents) person-years of direct employment, including 1,248 person-years of construction employment.

Pre-engineering will take 10 months, and following award of the boiler order, construction will continue for 56 more months until commercial operation begins. A peak total of 1000 workers will be on site during construction of Unit 2.

A peak total of 700 similar construction workers, site administration employees and plant commissioning employees will be directly employed on the site during construction of Unit 1. A wide range of skilled workers will be required for the project, including engineering and project management, site management personnel, plant commissioning personnel, and construction labour.

The total estimated person-hours for the construction of both units is 9,513,000. Included in this figure is 5,638,000 person hours of construction labour. The construction will require labourers, masons, painters, carpenters, iron workers, pipefitters, electricians, boilermakers, millwrights, sheetmetal workers, insulators, operators, and various contractor staff.

Where possible, workers will be recruited in northeastern New Brunswick. There will be no prior training involved, due to the intense nature of the construction project. The report includes an analysis of the projected availability for the different tradesmen required during the construction period.

Subsequent rounds of indirect and induced spending stimulated by the construction of the two units will ultimately result in a further 7,338 person-years of employment. This results in a total of 11,966 person-years of employment in New Brunswick ultimately generated by the construction project. The estimated labour income is $345 million, or $37,300 per person-year of employment created in the province.

Housing demand for workers will peak at 430 accommodations during the project. Based on an analysis of supply and demand, the report authors conclude that the existing supply of accommodations in hotels and boarding houses between Bathurst and Dalhousie could easily absorb the anticipated influx of construction workers.

Impacts of operations

Cooling water effects

Seawater will be circulated through the plant at a maximum rate of 13 m^3/sec for one unit and 26 m^3/sec for two units to cool heated machinery. The cooling water systems will also condense the exhaust steam from the main turbine. They will be once-through systems. The cooling water pumphouse structure will be designed and constructed for Units 2 and 1, but the pumphouse equipment will be installed initially for Unit 2 only. The intake channel for the system will be at elevation -6.2 m through the inner pond at the shoreline of Belledune Harbour.

The spent cooling water will be vented to Chaleur Bay on the other side of the breakwater. This will create a plume of water warmer than the surrounding sea extending from the outfall. The extent of the plume will vary, depending on operation fluctuations and weather and current patterns. Models are used by the authors to predict characteristics of the thermal plume.

Some species may avoid a small (two-square km) area adjacent to the outfall in summer and winter, however, other species may occupy this area during the winter. Lobster larvae were not found at the proposed cooling water discharge area. No contamination of organisms with cadmium near the cooling water outfall is foreseen.

The report states that increased water temperature may benefit fish production by increasing primary production in the area of the outfall. Potential detrimental effects may include changes in timing of spawning in some species, and premature egg hatching. An acci-

dental shut-down in spring and winter would result in rapid cooling and thermal shock to fish.

Environmental concerns associated with once-through cooling water systems include effects on aquatic organisms due to increased temperatures, entrainment, and impingement. An additional concern at Belledune is the potential bioaccumulation of cadmium due to resuspension of contaminated sediments and transport of these sediments and contaminated waters outside the harbour.

Other small waterborne organisms may be killed by impingement on the cooling water intake screens or by thermal and physical stresses resulting from entrainment. The report states that, based on modelling computations and the findings of other studies, it is unlikely that entrainment of larval fishes will affect the commercial fisheries of Chaleur Bay.

The potential for impingement will be reduced by the design of the intake screen and by limiting the approach velocities in the intake channel. Comparison with similar screens at the Dalhousie generating station indicates impingement of fish at Belledune will be minimal.

There exists a potential for the cooling water outfall to discharge cadmium collected in the Harbour to the Bay. This cadmium could come from the Harbour water column, resuspended sediments, or leachate from the containment cells.

The report states that the concentrations of cadmium in the water column do not threaten aquatic life, and the plant will not contribute additional cadmium. The potential for sediments containing cadmium to be mobilized and transported through the cooling system is considered to be low, and the report predicts there will be no residual accumulation of cadmium in the discharge area west of the existing breakwater. The containment cells will be lined and placed below the Harbour water level to prevent leachate from cadmium from entering the Harbour.

Liquid waste effluents

Liquid waste treatment facilities will be designed to release effluents which meet the requirements of the Department of the Environment and the federal Environmental Codes of Practice for steam electric power generation.

The on-site liquid waste management facilities will be designed to treat the following wastewater streams:

1.) building drains;
2.) bottom ash handling system surge tank overflow;
3.) coal pile runoff;
4.) water treatment plant wastes (clarifier sludge, filter backwash and ion exchange regeneration wastes);
5.) condensate polisher regeneration waste;
6.) acid/alkaline waste from steam generator cleaning air preheater and steam generator fireside washes, and;
7.) sanitary waste.

The report states that no adverse affects on the receiving environment are anticipated.

Fuel delivery, transportation and storage

The plant will burn either coal or No. 6 heavy fuel oil, depending on fuel prices.

Coal will be delivered via marine shipping and transported from the wharf to the plant via a coal unloading and conveyor system located along the existing breakwater and across the main power plant site to the coal storage pile.

The oil will be transported from the wharf to the plant by unloading pumps via a pipeline running along the wharf and breakwater to the bulk oil storage tanks. The quantity of fuel delivered will require approximately 30 large vessels per year per unit for coal or 20 for oil.

The report outlines contingency plans to deal with any oil spills. A low permeability liner will be placed under the coal storage area to protect groundwater.

Ash disposal

The ash disposal facility will be located 5km by road to the west of the plant. It will be underlain by a low permeability liner and surface runoff will be collected in perimeter ditches. Runoff will flow to a sedimentation lagoon. Further treatment of the runoff will take place if necessary.

The report estimates that each operating unit will produce 109,000 Mg of ash per year operating at an 80 percent capacity factor. The ash will be moistened prior to trucking to the disposal facility and covered in transit to limit dust emissions. It will then deposited at the site in contours to reduce dusting.

Reclamation of the ash disposal facility by harrowing and hydroseeding will proceed section by section as each section is developed. A minimum 30m treed strip will provide a visual screen from adjacent properties.

A total of approximately 85 hectares are required for coal ash disposal for two units for 30 years operation. The transport of ash from two units will require six 23 Mg truck loads per hour, eight hours per day five days per week.

Freshwater supply

The Belledune River will be flooded over a length of approximately 3km upstream of the dam in order to create a reservoir to supply 13,000 m^3 per day needed to supply the two units. The existing stream habitat will change to a lake-like habitat. There is no fishway

planned in the dam structure, as beaver dams already restrict stream migration.

The resulting impoundment may benefit brook trout production. A fisheries management plan for the reservoir will be developed in cooperation with Fisheries and Oceans Canada, local sports fishing groups, and the Fish and Wildlife Branch of the New Brunswick Department of Natural Resources and Energy.

Based on experience in other New Brunswick reservoirs, there is a possibility that mercury levels in older piscivorous fish produced in the proposed reservoir could exceed the national limit for marketable fish. The report recommends monitoring of lead levels in fish and regulation of the fish harvest as part of the fisheries management program to mitigate any mercury contamination problems.

The reservoir area will be cleared of vegetation before being filled to prevent water quality problems. The water supply pipeline to the plant will be buried and will not cross any streams. Sufficient flow will be maintained downstream to meet the needs of a local farmer's irrigation system.

Socio-economic effects

The report says that the operation of the plant will have very positive benefits for the local economy. The infusion of people, jobs and income will enhance the standard of living for local residents, in both direct and indirect ways.

After Unit 2 is commissioned, states the report, operations and maintenance requirements will result in the employment of 135 full-time employees. This will increase to 225 employees when Unit 1 comes on line in 1998.

The report judges that the resulting demand for housing can be met by the existing accommodations in the Belledune Planning Region. There is no problem foreseen in building new housing if the demand arises.

The network of community services and facilities is sufficient to cater to the resulting population influx. The report also states that there will be no problem accommodating the influx of workers with the existing educational, recreational, medical or fire and police protection infrastructures.

The proposed plant will include buildings and structures considerably higher than the existing buildings and stacks associated with the fertilizer plant and the smelter. Since the existing land uses in the area are of the same nature as that of the proposed plant, the new facilities could not be considered highly objectionable. The coal storage and ash disposal areas will be screened from public view by heavily wooded buffer strips.

The increased use of the facilities of the Port of Belledune to accommodate the fuel carriers should not interfere with other uses of the facilities.

Atmospheric Emissions

The proposed thermal generating station will consist of two 450 MW generating stations, each with a 480 MW maximum capacity, that will burn either offshore coal with up to 1% sulphur content or oil with up to 2.75% sulphur content.

The report states NB Power will operate all plants in its system and still meet its commitments regarding provincial SO_2 (sulphur dioxide) emission levels. The Province has entered into an agreement with the federal government to limit its total sulphur dioxide emissions to 185,000 tonnes by the end of 1994.

It has been determined that in this context, NB Power will limit its emissions to 130,000 tonnes a year, including in this figure projected emission levels from the proposed plant. Sulphur levels in coal and oil burned at the plant will be limited to adhere to this commitment.

The report presents descriptions and results of dispersion modelling which forecast the effects of the plant's emissions on air quality as well as acid deposition. The discussions of potential air quality impacts are presented in terms of the maximum sulphur emissions, i.e., for burning 1 percent sulphur coal or 2.75 percent sulphur oil, from one and two units at maximum capacity, that is, for 450 MW and 900 MW configurations.

Air quality

The report states that, according to the modelling results, the maximum predicted SO_2, NO_x (oxides of nitrogen) and TSP (total suspended particulates) emissions from the first unit of the proposed coal or oil fired plant alone are all below the relevant New Brunswick standards or federal Air Quality Objectives.

The maximum predicted NO_x, TSP, 24 hour average SO_2 ground level concentration (GLC) and one hour SO_2 GLC due to the proposed coal fired two-unit station are also within the New Brunswick standards. The maximum predicted 1 hour SO_2 GLC due to the oil fired 900 MW plant is predicted to exceed the New Brunswick standard of 900 micrograms/m^3 for nine hours over a five-year period, at 3.5 km downwind of the stack. NB Power proposes to maintain a level of no more than 450 micrograms/m^3 (the national maximum desirable objective) by use of mitigation measures, including emission reduction controls and the use of low-sulphur fuel.

The maximum predicted NO_x and TSP concentrations attributable to either of the proposed plant configurations are predicted to be well below the respective New Brunswick standards.

For the proposed coal and oil fired 900 MW plant and the existing Brunswick Mining and Smelting

(BM&S) smelter and fertilizer sources combined, the 1h and 24h average SO_2 New Brunswick standards are predicted to be exceeded. All contributors at the location of the maximum GLC for the combined sources are the BM&S sources. BM&S sources alone are also predicted to account for all of the maximum predicted combined 24h average SO_2 and TSP GLC's.

In order to assess the potential impact of ground level SO_2 on vegetation, the results of the modelling studies were used. The report states that the emission of SO_2 from the proposed plant is not expected to cause any damage to terrestrial flora as the concentration and the duration reported to cause acute injury to plant life will not be reached. The strawberry farm approximately 4-5 km west of the proposed plant is not expected to be affected by emissions of SO_2 from the proposed plant.

Mitigation

It is anticipated that emissions will be effectively dispersed in favourable weather by the tall stack and strong winds aloft. During unfavourable weather conditions, the report states, air quality will be maintained by the implementation of a supplementary control system program including emission reduction controls.

As well, states the report, an extended ambient SO_2 monitoring network will be undertaken. Meteorological and forecast emission data will be gathered daily to predict local air quality. The monitoring network in conjunction with a control system will ensure that acceptable air quality resulting from plant operation is maintained.

Since the 1h average SO_2 GLC levels resulting from emissions from the proposed oil fired two unit plant alone and the proposed two unit plant in combination with the existing BM&S sources are predicted to result in concentrations that occasionally could exceed the New Brunswick standard by a wide margin, it is evident that mitigative measures and ambient monitoring would be required to reduce or control emissions from existing sources and the proposed plant in order to lower GLC's to meet the New Brunswick standard.

Sulphate deposition

A model was used to estimate the wet and dry sulphate deposition levels. The area studied for the purpose of the model is 100 km east and west and 80 km north and south of the proposed plant. Predictions were obtained for deposition levels resulting from 450 MW and 900 MW plant configurations alone, and in combination with existing sources in the study area.

Wet deposition — 450 mw plant alone

The maximum wet deposition due to the proposed 450 MW oil fired plant alone of 1.8 kg SO_4/ha/y (sulphate per hectare per year) is predicted to occur 12.5 km to the east of the proposed plant stack, over the sea where acid deposition is of little concern. The maximum wet deposition on land due to the 450 MW oil fired plant is predicted to be 1.38 kg SO_4/ha/y 18 km to the west of the proposed stack. The maximum predicted wet deposition due to the proposed 450 MW coal fired plant alone is predicted 12.5 km to the east of the proposed stack with an annual wet deposition of 1.17 kg SO_4/ha/y. The proposed 450 MW coal fired plant will contribute 0.9 kg SO_4/ha/y to wet deposition in the study area over land.

Wet deposition — 450 mw plant, all sources

At the location where the maximum wet and total deposition from all study area sources occur, at about 4.3 km to the east southeast with a value of 18.06 kg SO_4/ha/y, the maximum wet deposition is 14 percent of the total deposition. At this location, there is no contribution from the proposed oil fired plant. Over the land, the highest wet deposition due to all sources is predicted to occur at about 1.3 km to the southwest of the proposed stack. Of the 12.66 kg SO_4/ha/y predicted at that location, none of the deposition was predicted to be attributable to the proposed oil fired 450 MW plant.

Wet deposition — 900 MW plant alone

The model predictions for the 900 MW oil fired plant alone indicate that the maximum wet deposition is predicted to be 3.6 kg SO_4/ha/y at a location 12.5 km east of the proposed stack. The maximum wet deposition over land is estimated to be 2.79 kg SO_4/ha/y at a location 18.3 km west of the plant. The maximum wet deposition over land for the coal fired 900 MW plant alone is predicted to be 1.8 kg SO_4/ha/y also at a location 18.3 km west of the proposed plant.

Wet deposition, 900 MW plant, all sources

At the location near Belledune, 4.3 km east south east of the proposed plant, where the maximum wet deposition from all sources (18.06 kg SO_4/ha/y) is expected to occur, there is no contribution from the proposed 900 MW oil fired plant, and over 99 percent of the wet deposition is predicted to be due to the existing BM&S sources. For a coal fired 900 MW plant, the location of maximum deposition from all sources (18.03 kg SO_4/ha/y) is expected to occur 2.5 km east of BM&S, and more than 99 percent is predicted to be due to the existing BM&S sources.

The region covered by the wet sulphur deposition model estimates included the southern portion of the Gaspé peninsula in Québec. All existing sources in the airshed together with the proposed 900 MW coal fired plant are predicted to result in wet deposition levels to a maximum of about 5.1 kg SO_4/ha/y at Pointe Miguasha.

Corresponding total (wet plus dry) deposition levels are predicted to range from 6 to 39 kg SO_4/ha/y over the Québec regions of the study area. Only the existing sources (at Dalhousie) contribute significantly to the deposition levels over Québec, and this contribution is expected to be significantly reduced by scheduled emission reductions from the Dalhousie plant. The proposed Belledune plant is predicted to have a negligible wet deposition over Québec (a maximum wet deposition of 0.6 kg SO_4/ha/y).

Potential effects of sulphate deposition on sensitive habitat

A wet sulphate deposition level of 20 kg SO_4/ha/y has been suggested as adequately low to protect moderately sensitive lakes. For highly sensitive aquatic habitat, wet sulphate deposition levels of about 14 kg SO_4/ha/y have been cited as sufficiently low to prevent deterioration. Some of the sensitive areas in the region are predicted to have existing deposition levels greater than 14 kg SO_4/ha/y.

The background wet deposition (12.9 kg SO_4/ha/y) coupled with the existing situation (maximum wet sulphate deposition over land of 12.6 kg S04/ha/y) also exceeds the recommended value of 20 kg for the protection of moderately sensitive habitat. The Belledune airshed is generally classified as having low to moderate sensitivity to sulphate deposition. The areas identified as potentially sensitive on the basis of bedrock and derived soils are located in watersheds with relatively high pH and good buffering capacity, and are not classified as highly sensitive to deposition.

The report states that maximum wet sulphate deposition in the area is not projected to exceed the threshold level of 20 kg SO_4/ha/y to protect moderately sensitive areas. Deposition levels in excess of 14 kg SO_4/ha/y are projected to occur in a small portion of the Jacquet River watershed. These levels are not expected to have an adverse effect due to the high pH and good buffering capacity of the watershed.

The maximum predicted annual wet sulphur deposition occurring over the land due to the sum of the existing and proposed sources is above the target loading (20 kg SO_4/ha/y) recommended in the U.S.-Canada Memorandum of Intent for a small area of land to the west of the proposed thermal generating station. At this point, only .05 kg/ha/yr are predicted to be due to the proposed station.

The report states a monitoring network similar to the one used in the Saint John - Coleson Cove area will be established to verify the wet deposition predictions of the model and to identify future potential concerns.

Flue gas desulphurization (scrubber)

The report states that flue gas desulphurization (scrubber) can reduce emissions in the *local* airshed. To determine the potential effect on sulphate deposition in the Belledune area, a scrubber at the TGS was modelled using the following criteria. The first criteria was that the tall stack be retained providing the advantage of reduced emissions and improved dispersion. However, the modelling showed that lower exit temperature from the scrubber offsets the dispersion advantage and results in an overall reduction in dispersion capability.

The second criteria applied in the modelling was that emissions would be scrubbed to better the federal guideline for sulphur dioxide emission rate of 0.6 lb per million BTU. A 2.5 percent sulphur fuel results in an emission rate of less than 0.5 lb per million BTU after scrubbing.

The report states that the apparent benefit from the use of a wet scrubber in reducing emissions is offset by the dispersion from the wet scrubber stack and more of the emissions are deposited in the area covered by the model than would be the case without the scrubber. Operating a scrubber would involve the use of 92,000 tonnes of limestone and 70,000,000 litres of fresh water per year, increased fugitive dust emissions, as well as the need to landfill an additional 221,000 tonnes of solid waste annually. The report states that a scrubber on one unit would increase the cost of electricity to NB Power's customers by 4%.

Although the emission reductions in the Belledune are small, the report states that addition of a scrubber could have local airshed environmental advantages, if the airshed is highly sensitive to sulphate deposition, or frequent exceedances of ground level concentrations are predicted, or use of a high sulphur fuel is considered.

The report concludes that detailed analysis has determined that these factors are not of concern for the proposed project. It states that the reductions in local airshed emissions are not expected to outweigh the advantages of the sulphur dioxide reduction program proposed by N.B. Power for the Commission's

overall generating system in the Province. Therefore, flue gas desulphurization is not proposed as a mitigative measure for the Belledune project.

Acid fog, emissions of NO_x, trace elements, radionuclides, organics and fugitive emissions (dust)

Researchers suspect that fog may contribute to acidic deposition in airsheds. The report states that the acid fog situation as it relates to the Belledune project would suggest that measuring precipitation only may give an underestimate of the total deposition in the area. It is expected that the fog typical of the Chaleur Bay is less intense than that of the Bay of Fundy and would have a lesser impact. NB Power proposes to monitor acid fog before and after construction to provide background data in the Belledune area. Monitors will be installed along the Québec and New Brunswick coastlines. The fog residue collected at each station will be analyzed and its acidity measured.

The projected NO_x emissions from the two proposed units will account for 8% of the total provincial emissions. The steam generator is designed to limit NO_x emissions to 258 ng per joule of heat input with coal and 129 ng per joule with oil, which meets the Environment Canada guideline.

An electrostatic precipitator will intercept 99+ percent of the fly ash before the gases are released from the stack, the report states, and it will meet the federal emission guideline of 43 ng of particulate matter per joule of heat input. The maximum NO_x and TSP concentrations attributable to any of the proposed fuel use configurations are predicted to be well below the respective New Brunswick standards.

The report states the additional contributions of trace metals, radionuclides and organics from the proposed coal fired Belledune power plant are estimated to be of minimal significance. The contribution of heavy metals from the proposed plant may not be detectable against the existing background.

The major sources of fugitive emissions to the atmosphere from proposed facilities have been determined to be: ship off-loading; load-out to the storage piles; reclamation; wind erosion from the coal pile; ash truck loading; ash truck travel and ash truck dumping.

Measures to control dust problems include: the use of enclosed conveyor galleries on the coal handling system; enclosure of all material transfer points in the coal and ash handling systems; enclosure of the dry ash handling system; an all weather access road, paved or treated to minimize dust; use of a dustless unloader at the fly ash silo discharge to wet ash and control dust when loading ash trucks; covering trucks; wetting down and compaction of the ash disposal site; installation of a dust collection system, and use of dust suppressants.

Fly ash will be moistened at the silo, delivered to the ash disposal facility and contoured in a moist form to reduce dusting. The ash disposal areas will be developed in a phased manner and reclaimed on an ongoing basis.

No dust problems are anticipated from the operations at the coal piles, nor at the wharf or the ash disposal site.

Monitoring

All emissions and waste discharges will be monitored by NB Power and audited by the Department during operation for compliance with Provincial regulations.

Environmental monitoring to ensure the accuracy of anticipated impacts will be carried out by NB Power for the socio-economic environment, groundwater, acid fog and the fishery. An air quality and meteorological network will provide real-time air quality data to the plant, NB Power's environment section, and the Department of the Environment. This will include an automatic alarm system to signal poor air quality.

Additional monitoring programmes to be undertaken include an acid deposition network to confirm the actual wet deposition of sulphate, compliance monitoring programmes during Harbour dredging, characteristics of the cooling water thermal plume, entrainment and impingement for the cooling water intake screens, and productivity of the freshwater impoundment.

SUPPLEMENTARY REPORTS

In addition to the main Environmental Impact Assessment Report produced for N.B. Power by Washburn and Gillis Associates Ltd, several additional reports were submitted to the Department of the Environment for review as part of the EIA documentation. These include a report from Ports Canada on the proposed construction of a coal receiving wharf which would be carried out in the Belledune Harbour area related to the project, and four documents from N.B. Power dealing with a review of generation requirements, load forecast, selection of the most acceptable site for the proposed thermal generating station, and the utility's sulphur dioxide emission control program, 1989-2000. These additional reports are summarized below.

PORTS CANADA: CONSTRUCTION OF A COAL RECEIVING WHARF

Canada Ports Corporation will be responsible for providing a key component of the proposed Belledune generating station, the marine coal terminal in Belledune

Harbour. A 305-metre-long pile-type wharf will be constructed on the south side of the existing breakwater, centred at approximately 350 metres west of the east end of the breakwater.

Harbour dredging

Dredging of overburden and rock will proceed in two phases. Phase 1 will include dredging for a sinking basin at the berth to accommodate fully loaded 60,000 dwt ships at low tide. Phase II involves dredging the top metre of the overburden at a future date when tonnages warrant receiving fuel in 60,000 dwt ships at most tide conditions.

The total volume of soil to be initially dredged from the berth area and approach channel is estimated at 260,000 m^3, of which 165,000 m^3 contains cadmium at levels above the allowable limits for ocean dumping. The total volume of rock to be dredged from the same areas is estimated at 52,000 m^3, and 13,000 m^3 of armour stone and rip-rap will be removed from the area of the existing breakwater which will be occupied by the new pile-type wharf.

Harbour bottom contamination

Geotechnical investigations have determined that concentrations of cadmium above the acceptable limit are found almost exclusively in the upper layer of the Belledune Harbour overburden. The presence of other toxic substances is far less significant.

Since the BM&S treatment plant was brought on line, cadmium concentration in lobster tissue has been dropping except for a surge in 1984, a drop in 1985, rising again in 1986 and 1987. The approach and berthing of a large ship generates, for the sediment in the top layer of the overburden, conditions far in excess of any type of dredging activity or severe storms. The potential for resuspension of contaminants (cadmium) in overburden sediments is high.

Constraints to dredging

Physical constraints to dredging include currents, tides, winds and storms. Economic constraints include cost pressures caused by the physical constraints, and those which directly affect the Belledune Harbour fishermen. All efforts will be made to attenuate the immediate impact of dredging on the affected fishermen.

Disposal of cadmium-contaminated soil

Cadmium contamination is present in the entire seabed to be dredged. Ports Canada will dispose of all material from the first one metre penetration of this contaminated overburden. Dumping of the spoil at sea is not allowed due to the contamination, and dumping inland was not seen feasible due to environmental and economic constraints.

The contaminated spoil will be pumped through a floating pipeline into a 10 hectare multi-cell containment area located at the southwest corner of the inner harbour, adjacent to the intermediate causeway and to the Belledune Fertilizer property, and will be permanently sealed in these cells.

This method was chosen for three reasons: the cells will cover an already contaminated section of the Harbour and seal it from the environment; the area is close to the dredge site, for simplicity, lower expense, and less disturbance to Harbour traffic, and as the area is in an industrial sector, access is denied to the public.

The cells will contain two pipes, set at 1 and 2 metres above low tide, to allow excess water to drain. The water will be monitored for excessive quantities of suspended particles, and fish trapped inside the dykes will be discharged into the Harbour with the drain water. When all the contaminated soil has been placed into the containment cells, clean soil and rock will be dredged and placed on the top to form a seal. Dyke erosion will be prevented by using rip-rap and armour stones on the outside face of the outer dyke. Nuisance problems with odour, noise and dust are not anticipated.

Research results on the possible release of heavy metals and toxic substances during dredging operations generally confirm that zinc, mercury, cadmium and most other toxic heavy metals remain stationary and biologically unavailable.

Rock and armour stone

Explosives will be used to remove the rock, and it will be loaded onto barges with the dredge and hauled to the disposal site (containment cells, lobster habitat creation or ocean site). To minimize the fish kill, air curtains, delay caps and decking of charges will be used. Very little fine sediment will be introduced into the water column during the removal of the armour stone and rip-rap.

Conclusion

Ports Canada will set up monitoring programmes to ensure environmental protection measures are followed, water quality is maintained in the Harbour, and water discharged from the containment cells is within quality objectives.

To prevent migration of contaminated lobsters, immediately prior to starting the dredging operation all efforts will be made to fish out the lobsters within the inner harbour. To discourage lobsters from entering the inner harbour dredging zone, Ports Canada will put in place a barrier (trap lines, nets, air bubble line) across the harbour from the east end of the breakwater. Ports Canada is soliciting scientific advice from the federal Department of Fisheries and Oceans regarding designing new lobster habitats with clean rock from the in-harbour excavation.

Ports Canada proposes to hold public consultation meetings to discuss the project with parties who may be affected. The preliminary project schedule calls for work to begin in the fall of 1989 and finish in fall 1991.

NB POWER: REVIEW OF GENERATION REQUIREMENTS, 1988-2002

This report outlines the various power generation alternatives available to NB Power to 2002, and explains how the proposed thermal generating station at Belledune will fit into the overall development of NB Power's generating system.

One of NB Power's primary objectives, states the report, is to achieve and maintain power rates which are as low as reasonably practical and as competitive as possible with other parts of Canada. Power generation projects take many years to plan, design, construct and commission, and environmental and engineering work to provide new sources of generation for the 1990's and beyond must start in the 1980's.

NB Power must also develop and maintain secure electrical energy supplies to meet New Brunswick's growing requirements. Diversity of generation methods and fuel types, says the report, is necessary for ensuring security of supply. Multi-fuel flexibility of generating stations and interconnections with neighbouring utilities are further strategies that enhance security of supply.

Another major objective of NB Power is to limit financial risk. This is especially important in the utility business, where financial obligations can be very large. The report states that the level of financial risk must be balanced against the primary objective of competitive power costs.

Historical development

The past fifteen year period was one of great upheaval in which many external factors made it difficult for NB Power to achieve its objectives. Financing and fuel costs have been at reasonable levels only for the past three years. NB Power established its major connections with Québec, Nova Scotia and New England prior to the last major generation expansion cycle which occurred in the 1972-1982 period. Because of these interconnections, the utility was able to construct large units and thereby achieve economies of scale, with energy surpluses exported over these interconnections under profitable arrangements.

One of the major disruptive factors for NB Power in the period were recurrent oil price shocks. NB Power's development planning since the first oil shock has had an off-oil focus. New generating units committed since that time have all been nuclear, hydro or coal-based.

NB Power's interconnections were invaluable in meeting the challenges of rampant inflation, double-digit interest rates and turbulent financial markets. In-province rates have historically been 13 to 17 percent lower as a result of the benefits achieved through these interconnections. Costs and financial risks of major portions of the largest new stations were transferred to American utilities through unit participation sales contracts. NB Power's financial position has improved since 1980. It is from the vantage point of a much improved position that NB Power assesses its future, says the report.

Present development setting

Long-term growth in energy supply to in-province customers is forecast to increase at an overall rate of 2.7% per year until 2002. The peak hourly demand related to this energy supply is forecast to grow at an overall annual rate of 2.8% per annum over this period. A contract with Hydro-Québec to supply firm energy expires in 1994, after which the purchased capacity of up to 350 MW must be replaced with other sources.

A comparison of present 1989 available generating capacity and anticipated generating requirements demonstrates that new generating capacity is required by 1994 and that close to 1000 MW will be required in the next decade. This requirement for the 450 MW unit in 1994 comes about as a result of growing demand and the cessation of the supply contract with Hydro-Québec in that year.

Today, world coal and heavy fuel oil are very competitive because of the recent oil price collapse. As oil prices recover, the historical cost advantage of coal is expected to be maintained once again.

The chief environmental issue for NB Power at present, states the report, is management of acid-rain-causing atmospheric emissions of SO_2 from its power plants. This constraint has played a major role in the final selection of a development program for NB Power, states the report.

Development Options

The report discusses development options with regard to their ability to meet the following goals:

- Provide adequate electricity supplies to meet the projected needs of New Brunswick;
- Improve system security by reducing NB Power's dependency on imported oil;
- Be economically beneficial to NB Power customers and to New Brunswick society in general; and
- Meet all environmental standards.

Quoted costs for contracts to purchase power from Hydro-Québec are higher than the projected costs for NB Power to construct its own coal-fired plants. These purchases would have no socio-economic benefits for New Brunswick in that there would be no construction or

permanent operating jobs created. Therefore, imports have been ruled out as a satisfactory solution to NB Power's current needs, but discussions of possible energy imports from Hydro-Québec will continue in the future.

Strategies for building new generation capacity include construction of new 450 MW coal units to burn imported low-sulphur coal, burning high-sulphur New Brunswick coal using SO_2 removal techniques, constructing a second reactor at Point Lepreau, developing further hydro capacity on New Brunswick's river systems, tidal power, small hydro, conversion of existing thermal plants to burn Orimulsion, new oil-fired generation, and wind, solar power and biomass.

NB Power has formulated a generation development plan with the following elements:

- Conversion of a unit at Coleson Cove to burn Orimulsion coupled with the installation of flue gas desulphurization equipment on that unit. Environmental and engineering work have been initiated with the objective of a 1991 in-service date.
- Installation of a 450 MW coal fired unit in 1993 using low-sulphur coal.
- Installation of a 150/200 MW coal-fired unit at Grand Lake with SO_2 removal capabilities in 1994.
- Dalhousie #2 Unit fuelling changed from indigenous New Brunswick coal to low sulphur imported coal in 1994.
- An additional generation source is projected for 1997 or 1998. This could be a second 450 MW coal-fired unit or a nuclear unit depending on the relative economics of alternatives and their required in-service dates.
- New Brunswick coal production maintained at a maximum of 500,000 tonnes/year.
- Annual export sales of 4000 Gwh in 1994 increasing to 5000 Gwh by 2000.

The development of 450 MW coal-fired units is seen as the most favourable option both from an economic and environmental viewpoint. The report states that the addition of this plant will result in a secure supply of power at competitive cost with an acceptable financial risk and will do so with an acceptable environmental impact.

NB POWER: LOAD FORECAST

This document presents a fifteen year forecast of the electric requirements of NB Power. In addition to the forecast requirements of each sales classification and total energy supply by month, this document includes a forecast of the monthly peak hour demand (the maximum amount of energy required in a one-hour period). The forecast results are used in overall short and long-term planning, particularly the financial and facilities planning exercise.

Over the next fifteen years, from 1988/89 to 2002/03, New Brunswick's electrical energy requirements are forecast to increase from 11,751 GWh to 17,598 GWh, an average increase of 2.7% (390 GWh) per year.

The total New Brunswick residential electrical energy requirements are forecast to increase from 3781 GWh in the fiscal year 1987-88 to 5222 GWh by 2002/03, an increase of 85 GWh or 2.2% per year. This forecast increase reflects mainly the effect of some 46,000 additional customers and 40,000 conversions to electric space heating. Residential customers account for some 35% of the total in-province electrical energy sales.

The general service energy requirements are forecast to increase from 1897 GWh in the fiscal year 1987/88 to 3252 GWh in 2002/03, an increase of 84 GWh or 3.5% per year. This forecast is based on an econometric model in which the energy requirements are a function of personal disposable income and population. General service customers account for 18% of the total in-province electrical energy sales.

The current 3.5% forecast increase for general service industry requirements contrasts with a 5.9% increase experienced in the last fifteen years. The lower rate of forecast increase, as compared to the history, reflects slowing rate of increase in population and economic activity.

The total electrical purchases by industry are forecast to increase from 5031 GWh in the fiscal year 1987/88 to 7633 GWh by 2002/03, an increase of 170 GWh or 2.8% per year. The industrial sector consumes 46% of the in-province electrical energy sales by NB Power.

Line losses which occur during the transmission and distribution of electricity to the ultimate consumers are also estimated to determine the total energy supply requirements.

In addition to the total energy requirements, the maximum rate at which the energy is required is also critical in determining the timing of new facilities. This rate is referred to as peak hour demand. The maximum one hour demand (peak demand) is forecast to increase from 2336 MW to 3519 MW, an average increase of 2.8% (79 MW) per year.

The report states that it is inevitable that actual energy requirements will differ from the forecast levels. The key variables likely to influence the accuracy of this forecast are: (1) the world price of oil, (2) population growth, (3) economic growth, (4) use of wood for space heating, and (5) conservation. The combined effect of these variations can shift actual energy requirements by 1.2% higher or lower.

NB POWER: SELECTION OF MOST ACCEPTABLE SITE FOR NB POWER 450 MW COAL-FIRED PLANT

Three sites were identified as candidate sites for the 450 MW thermal generating station: Belledune, the present site of industrial development including a smelter and fertilizer complex; Coleson Cove, the present site of a 1000 MW oil-fuelled station 30 kilometres west of Saint John, and Dalhousie, the present site of a 300 MW oil and coal-fuelled plant. Candidate sites for the proposed 450 MW generation facility were identified on the basis of environmental, technical and economic criteria.

There is 1573 MW peak load in the southern half of New Brunswick and 2700 MW of generation. The northern area has a load of 1243 MW and a generation of 490 MW. Adding 450-900 MW of new generating capacity at Coleson Cove would impose added transmission costs in the period under question. There is also a major concern with sulphur deposition levels in the Saint John area.

It was determined this plant should be located in the northern area of the province and Coleson Cove was eliminated as a potential site. Evaluation was then limited to two potential sites, Belledune and Dalhousie.

Technical comparisons

The two candidate sites differ with respect to aspects imposed by local conditions. The significant features that are different are the site arrangement and topography, coal handling system and wharf, cooling water system, and ash disposal area for coal ash.

In summary, the proposed Belledune wharf, coal receiving, conveying and storage system are less complex than the Dalhousie option. The Belledune option benefits from the existing breakwater infrastructure and a short conveyor length to the coal storage area. The Belledune arrangement permits the use of existing infrastructure to provide separation for intake and discharge water, while the Dalhousie arrangement for two 450 MW additional units would require the construction of a deep offshore intake and cooling water tunnel.

The Dalhousie site is limited in size and does not permit on-site ash disposal. The existing ash disposal area is 11 kilometres from the generating station, and would be adequate to accommodate the addition of one 450 MW unit. Additional land in the same area would be required for ash disposal from the second unit. The ash disposal area for the proposed Belledune site is located on site. It would permit ash disposal trucks to travel from the station to the disposal area without going through commercial or residential areas or over public highways.

Environmental comparison of proposed sites

Environmental reviews were carried out at both sites on the basis of criteria derived from three primary sources of information: the Environmental Codes of Practice for Steam Electric Power Generation (Environment Canada, 1987); environmental regulations, and guidelines for the proposed project issued by the New Brunswick Department of the Environment.

Due to the contiguous layout of the Belledune site, its comparative remoteness from larger residential centres, and advantages arising from the proposed cooling water system, it was found that this site was preferred from an environmental point of view.

Economic review of alternative sites

Costs were derived for one unit on coal for an in-service date 1993 without second unit provisions plus an added coal unit in 1998 (Belledune: $1,440,000,000 — Dalhousie: $1,543,000,000), and one unit on coal with second unit provisions for 1993 plus an added coal unit for 1998 (Belledune:$1,407,000,000 — Dalhousie: $1,476,000,000). The results favoured Belledune as the preferred site for both a one unit and two unit development.

In conclusion, Belledune was chosen as the most desirable location for the coal fuelled generating station for the following reasons:

- less overall development costs
- less impact on existing residential development
- best opportunity for multi-unit expansion.

NB POWER: SULPHUR DIOXIDE EMISSION CONTROL PROGRAM, 1989-2000

In October 1987, the Governments of Canada and New Brunswick entered into an agreement specifying the maximum limit of annual SO_2 emissions which would be permitted within New Brunswick beginning in 1994.

This CANADA-NEW BRUNSWICK SULPHUR DIOXIDE REDUCTION AGREEMENT specified an annual limit of 185,000 tonnes. The amount allotted to NB Power is one hundred and thirty thousand tonnes. This document sets out the specific actions that will be taken by NB Power to ensure that SO_2 emission constraints are met.

Present status - SO_2 emissions

The present status of SO_2 emissions as related to the operation of the NB Power system is characterized by:

- Use of heavy fuel oils with sulphur contents up to 2.75% on an average annual basis for the 1000 MW Coleson Cove plant, 265 MW Courtenay Bay Plant, and the 100 MW Dalhousie #1 unit.

- Use of a total of 500,000 tonnes annually of high sulphur (6-6% average) indigenous New Brunswick coal at the 85 MW Grand Lake plant and the 200 MW Dalhousie #2 plant.
- Hydraulic generation providing some 25% of in-province energy requirements (15% of total energy supplies).
- Displacement of energy generation from thermal plants by purchase of energy from Hydro-Québec when available.
- Energy exports to Prince Edward Island and the U.S. New England whenever availability, economic opportunity, contractual arrangements and transmission allow.
- Fuel switching, or reductions in generation, whenever predictive computerized supplementary control systems determine it is required to meet local airshed requirements.

Developing conditions — SO_2 emissions

The current trend is to a rapid increase in emissions as thermal plant use rises with increased loads and reduced energy availability from Hydro-Québec. Projections for in-province requirements beyond 1994 indicate a need for a further increment of generation to be in service no later than 1997 or 1998. This generation could be either another 450 MW thermal unit fuelled with low sulphur imported coal or, if determined more feasible, a 450 MW nuclear unit depending on economics of the alternatives and when they are required to be in service.

SO_2 control program

The SO_2 emission reduction program to be undertaken by NB Power to meet the 1994 annual limit of 130,000 tonnes integrated with NB Power's long term development plan consists of the following:

- Conversion of #2 unit at Coleson Cove to burn Orimulsion coupled with the installation of flue gas desulphurization equipment on that unit. Environmental and engineering work have been initiated with the objective of a 1991 in-service date.
- Installation of a 450 MW coal-fired unit in 1993 using low sulphur coal.
- Installation of a 150/200 mW coal-fired unit at Grand Lake with SO_2 removal capabilities in 1994.
- Dalhousie #2 unit fuelling changed from indigenous New Brunswick coal to low sulphur imported coal in 1994.
- An additional 450 MW generation source will be added not later than 1997 or 1998. This unit, if thermal, will be fuelled with low sulphur fuel so that SO_2 emissions will be sufficiently low to allow the 130,000 tonne annual limit to be maintained.
- New Brunswick coal utilization maintained at no more than 500,000 tonnes a year.
- Annual export sales of 4000 Gwh in 1994 increasing to 5000 Gwh by 2000.

The predicted SO_2 emissions resulting from this program are at or below the 130,000 tonne level from 1992 to the year 2000 with the development plan being undertaken.

Alternative $S0_2$ control programs

If conversion of #2 unit at Coleson Cove to burn Orimulsion is found not to be a reasonably achievable development, states the report, several alternative methods of reducing S02 emissions are available, including: using low sulphur in existing oil units; reducing all economy export sales (which are expected to be supplied from oil-fired units) to 50% of the levels otherwise projected; purchasing firm energy from out-of-province sources *if any is available*, or replacement of the second 450 MW coal unit with a 450 MW nuclear unit located at the Point Lepreau Generating Station.

Other SO_2 reduction programs could be constructed by combining these options in different ways.

ÉTUDE D'IMPACT ENVIRONNEMENTAL AU NOUVEAU-BRUNSWICK

Étude d'impact environnemental de la proposition faite par Énergie N.-B. de construire et exploiter une centrale thermique à Belledune, Nouveau-Brunswick

Sommaire rédigé par le ministère de l'Environnement du Nouveau-Brunswick

SOMMAIRE DU RAPPORT DE L'ÉTUDE D'IMPACT SUR L'ENVIRONNEMENTPROJET DE LA COMMISSION D'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE DU NOUVEAU-BRUNSWICK DE CONSTRUCTION ET D'EXPLOITATION D'UNE CENTRALE THERMIQUE À BELLEDUNE

Introduction

La Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick propose de construire et d'exploiter à Belledune, sur la côte de la baie des Chaleurs, à 2 km à l'ouest de l'actuelle fonderie de Brunswick Mining and Smelting, une centrale thermique capable de brûler suffisamment de charbon ou de mazout pour répondre à la demande d'énergie électrique prévue. Ce projet comprend une première tranche de 450 MW dont l'achèvement est prévu pour 1993 et une deuxième tranche identique qui doit être terminée en 1998. Les deux tranches auront une capacité de 480 MW dans des conditions d'exploitation maximale et une durée utile d'au moins trente ans. À cause de la disposition finale de la centrale, la première tranche construite sera appelée tranche 2 et la deuxième, tranche 1.

La firme d'experts-conseils, Washburn and Gillis, a préparé un rapport intitulé "Centrale thermique de Belledune — Étude d'impact sur l'environnement". Ce rapport contient une étude des incidences qu'auront sur l'environnement la construction et l'exploitation de la centrale thermique, l'endiguement de la rivière Belledune et les modifications qui seront apportées au port de Belledune. Il décrit l'environnement actuel de Belledune, présente les plans de construction et d'exploitation de la centrale thermique et étudie l'impact de la centrale sur l'environnement, si le projet est autorisé par le cabinet provincial.

Le rapport de l'étude d'impact sur l'environnement a été préparé conformément à la réglementation en matière d'étude d'impact sur l'environnement, en vertu de la Loi sur l'assainissement de l'environnement dont l'application relève du ministère de l'Environnement. Ce sommaire du rapport complet a été préparé par le ministère pour permettre au public de se familiariser avec ses principaux points.

Raison d'être du projet

Énergie NB exploite un réseau d'une puissance installée de 3 190 MW. Les centrales thermiques alimentées aux combustibles fossiles fournissent 54 pour cent de ce total; viennent ensuite les centrales hydro-électriques (26 pour cent) et les centrales nucléaires (20 pour cent). En 1988, Énergie NB a produit 13,2 milliards de kilowattheures et acheté 5,7 milliards de kilowattheures des entreprises d'énergie électrique de l'extérieur. Trente-trois pour cent (6,3 milliards de kWh) de ce total ont été exportés et le reste a été fourni aux abonnés de la province.

Le taux de croissance de la demande d'électricité a atteint une moyenne annuelle de plus de 6 pour cent au cours des cinq dernières années. Énergie NB estime que la production d'énergie électrique au Nouveau-Brunswick augmentera à un taux annuel moyen de 2,9 pour cent d'ici la fin du siècle. La capacité de production actuelle de la Commission ne lui permettra de bien répondre à la demande provinciale que jusqu'en 1990, indique le rapport.

Un contrat d'achat conclu avec Hydro-Québec expire en 1994. Et même si la récupération, en 1991, de 130 des 230 MW de ventes en participation de Point Lepreau aidera à réduire le déficit de la production, le rapport déclare que la meilleure façon de répondre à la demande immédiate d'électricité de la province est de construire un ouvrage d'une capacité de base de 450 MW, qui serait suivi d'une ou de deux tranches d'ici l'an 2000.

Le rapport présente les résultats de l'étude des divers sites qui pourraient recevoir la centrale. Il indique que le choix de Belledune, de préférence à Coleson Cove ou Dalhousie, repose sur les motifs suivants :

coûts d'aménagement moins élevés;

répercussions moindres sur les zones d'habitation;

meilleures possibilités d'expansion de la centrale.

De plus, la construction d'une centrale dans le nord du Nouveau-Brunswick contribuerait à corriger le déséquilibre entre la capacité de production et la demande des moitiés nord et sud de la province. Toutes les installations de la centrale pourraient être regroupées sur un terrain relativement plat de 100 hectares à Belledune, et les nuisances seraient moins grandes à Belledune à cause de la faible concentration de population près de l'emplacement.

Description du projet

Le projet proposé comprend la construction d'une centrale constituée d'une première tranche au charbon, avec des générateurs de vapeur, des turboalternateurs, des installations de déchargement

du charbon et du mazout, une installation d'évacuation des cendres, des ouvrages d'alimentation en eau douce, des installations de prise et de rejet d'eau de refroidissement et les installations auxiliaires de la centrale. Cette première tranche serait, au besoin, suivie d'une deuxième tranche identique.

Le rapport explique en termes généraux les principes mécaniques de la centrale thermique. L'usine de Belledune aurait besoin d'un approvisionnement annuel d'environ 1,136 million de tonnes de charbon à faible teneur en soufre pour fonctionner à 80 pour cent de sa capacité. On ne peut trouver au Nouveau-Brunswick une telle quantité de charbon et ce charbon devra être importé de diverses sources. Des dispositions spéciales permettront également d'utiliser du mazout nº 6 comme combustible de rechange.

Selon le rapport, d'autres options de production de l'électricité, y compris le statu quo, la réduction de la consommation, la réduction des exportations, les autres modes de production, la coproduction, la production par l'entreprise privée et l'achat d'électricité d'Hydro-Québec, ont été étudiées à fond; mais Énergie NB estime que la construction de la centrale de 450 MW alimentée au charbon est la meilleure solution.

Le secteur d'aménagement de la centrale envisagée est limité au nord par la baie des Chaleurs, à l'ouest par la rivière Belledune, à l'est par le chemin Turgeon et au sud par le nouveau tronçon de l'autoroute 11 qui longe la côte. L'emplacement se trouve dans la région administrée par la "Belledune Planning Commission" (Commission de planification Belledune).

La disposition de la centrale lui permettra de recevoir quatre tranches groupées par deux de chaque côté d'un immeuble d'administration et de services. Le rapport d'étude d'impact sur l'environnement ne porte que sur les tranches numéros 1 et 2. Comme les tranches sont numérotées d'est en ouest, on construira en premier la tranche nº 2, à côté de l'immeuble d'administration et de services, qui sera mise en service en 1993. Quant à la tranche nº 1, on prévoit sa mise en service pour 1998.

Le système de refroidissement sera du type à passage unique, qui captera l'eau à l'intérieur du port actuel de Belledune et déversera l'eau réchauffée dans la baie des Chaleurs, du côté nord-ouest du brise-lames.

Les déchets liquides de l'usine, y compris les eaux de ruissellement et les liquides filtrés des aires de stockage du charbon, seront recueillis dans des bassins de décantation, surveillés et traités au besoin. Le tas de charbon, les routes voisines, les fossés périphériques, les bermes et les bassins de décantation seront tapissés de revêtements qui empêcheront la contamination par les eaux de ruissellement.

La centrale sera entièrement située dans les limites du village de Belledune, entre la route 11 et la baie des Chaleurs, juste à côté de l'usine d'engrais de Belledune. Le parc à charbon sera de l'autre côté de la route 11, et l'installation d'évacuation des cendres, sur le terrain le plus élevé entre la voie ferrée principale du Canadien National et la prolongation de la route 11, à l'est de la rivière Belledune.

La construction d'un barrage de 20 m de hauteur sur la rivière Belledune, à environ 4 km de son embouchure, permettra de créer un réservoir capable de fournir chaque jour 13 000 m3 d'eau, par l'intermédiaire du réseau de canalisations de 4,3 km de longueur qui desservira les deux tranches. La Société canadienne des ports construira et exploitera, au port de Belledune, un quai qui fera partie des installations de réception et de transport du combustible. De plus, on exécutera des travaux de dragage à l'emplacement de ce quai.

Parmi les installations de gestion des déchets gazeux, on prévoit une cheminée de 168 m de hauteur, qui contient un conduit de fumée pour chacune des deux tranches; aux silos de stockage des cendres, des filtres d'évent nettoieront l'air utilisé pour transporter les cendres volantes vers les silos; un conditionneur humidifiera les cendres avant leur chargement dans les camions qui les transporteront à l'aire d'évacuation des cendres hors site; enfin, une goulotte de remplissage des camions aidera à réduire les poussières.

Les cendres volantes produites par la combustion seront recueillies dans un dépoussiéreur électrostatique conçu conformément aux lignes directrices actuelles relatives aux émissions et à l'élimination des particules. Les cendres volantes et les cendres lourdes seront transportées par camion à l'aire d'évacuation des cendres.

Dans l'aménagement du site, l'actuel tracé de la route 11 sera ramené au sud du parc à charbon, entre les chemins Turgeon et Hodgin. Le ruisseau Shannon, un cours de drainage intermittent, sera détourné de l'aire principale de la centrale au moyen d'un ponceau.

Le charbon sera livré par des vraquiers jusqu'au nouveau quai qui sera construit près du brise-lames actuel de la Société canadienne des ports qui délimite le port de Belledune. Le charbon sera amené du quai

jusqu'à la centrale par un système de déchargement et un convoyeur qui longera le brise-lames actuel et traversera les terrains de la centrale pour atteindre le parc à charbon, au sud du tracé actuel de la route 11. Un oléoduc transportera le mazout lourd pour soutes à partir du quai, d'abord sous les convoyeurs à charbon puis suivant un tracé hors sol jusqu'aux réservoirs de stockage du mazout.

Environnement actuel

Le niveau du terrain de la centrale même, qui comprend les tranches et le parc à charbon, accuse une pente qui descend de 35 à 45 m jusqu'à 10 à 22 m près de la route qui longe la côte. Le sol est fait de sable et de sédiments vaseux, avec un peu de gravier et d'argile, d'une profondeur approximative de 2 m. La roche de fond tient de plusieurs formations, y compris des conglomérats, du grès et des siltstones de groupes géologiques et d'âges divers.

Deux zones d'habitation, les lotissements 1 et 2, reçoivent leur eau potable de la rivière Jacquet, par l'intermédiaire d'une conduite d'eau. Environ 25 maisons situées le long de la route 11 et du chemin Hodgin, au nord des voies ferrées, ont des sources indépendantes d'alimentation en eau. Deux d'entre elles tirent leur eau de sources naturelles et les autres l'obtiennent de puits creusés. Le rapport ajoute qu'il est difficile de faire une estimation quantitative fiable de l'écoulement des eaux souterraines.

À l'aire d'évacuation des cendres, on trouve de petits feuillus entremêlés de bosquets de conifères. Dans le secteur qui sera inondé par le réservoir projeté, on trouve surtout les essences suivantes : sapin baumier, feuillus héliophiles et épinettes rouge et blanche. La zone du réservoir n'est pas un endroit où les cerfs hivernent et on n'y a noté aucune activité d'orignaux pendant cette saison. Les autres espèces qui vivent dans le secteur sont le castor, le rat musqué, la loutre, le vison, le pékan et la martre. Le rapport indique que les poissons anadromes, comme le saumon, ne remontent pas la rivière jusqu'à cet endroit, à cause des barrages de castor qui les retiennent en aval du barrage proposé.

La baie des Chaleurs est une importante zone de pêche. À l'échelle commerciale, on y pêche harengs, maquereaux, morues, carrelets, éperlans, coquilles Saint-Jacques, homards, crabes et grosses palourdes. Dans la baie vivent des saumons de l'Atlantique font un apport à la pêche sportive au saumon.

Le port de Belledune reçoit, de la fonderie qui appartient à la Brunswick Mining and Smelting, des eaux usées qui y déposent 2,12 kg de cadmium par jour et l'eau de refroidissement usée qui y laisse 5,8 kg de cadmium par jour. Les sédiments du fond marin contiennent des concentrations de cadmium qui varient de près de zéro à l'entrée du port à un niveau de 45 à 68 mg/kg à l'intérieur. On retrouve du cadmium dans le foie des homards du port et la pêche au homard dans le port est réglementée par Pêches et Océans Canada.

L'effluent de l'usine d'engrais de Brunswick Mining and Smelting est rejeté dans la baie des Chaleurs depuis 1968. Le point de décharge se trouve du côté extérieur du brise-lames. L'effluent contient surtout du sulfate de calcium et a formé un delta de 17 hectares du côté extérieur du brise-lames.

Pour évaluer l'impact sur l'environnement, on a défini, compte tenu des vents dominants et de la topographie locale, un bassin atmosphérique qui s'étend sur 50 km vers l'est et l'ouest et sur 30 km vers le nord et le sud. Les principales sources actuelles d'émission d'anhydride sulfureux (SO_2), d'oxydes d'azote (NO_x) et du total des particules en suspension (TPS) à l'intérieur du bassin atmosphérique sont, entre autres, la fonderie de Brunswick Mining and Smelting, à Belledune, et la centrale thermique d'Énergie NB à Dalhousie.

La fonderie est située à côté du terrain de la centrale projetée et la centrale de Dalhousie se trouve à 40 km au nord-nord-ouest. Les émissions attribuables aux automobiles et aux immeubles résidentiels du secteur sont négligeables en comparaison des principales sources. Le rapport mentionne que les émissions totales de SO_2 dans le bassin atmosphérique local varient de 61 000 à 66 500 tonnes par année. Depuis sa complète mise en service, en 1981, la centrale de Dalhousie est responsable de 61 à 79 pour cent du total des émissions annuelles de SO_2 dans le bassin atmosphérique de Belledune.

Les émissions de particules provenant de la fonderie ont atteint en moyenne 133 tonnes depuis 1978. Celles qui proviennent de l'usine d'engrais varient de 500 à 3 400 tonnes par année. La principale source d'émissions de NO_x, dans le secteur à l'étude, est la centrale de Dalhousie, qui est responsable de 5 pour cent du total de la province.

La majorité des eaux de surface des deux bassins hydrographiques du secteur à l'étude ont une capacité de tampon suffisante pour les insensibiliser 44aux effets des précipitations acides. Deux cours d'eau pollués par le drainage de mines sont jugés très vulnérables, trois sont modérément vulnérables et les autres ne sont pas vulnérables. Le total des dépôts de soufre par voie humide dans ces bassins hydrographiques a été jugé inférieur aux valeurs cibles recommandées pour protéger les systèmes aquatiques modérément vulnérables.

Les terres agricoles de la région de Belledune sont en grande partie non classées mais, dans la région côtière du nord-est de la province, certaines terres sont classées vulnérables à l'acidification.

Environnement socio-économique

Le rapport fournit les données socio-économiques des deux régions visées, la province du Nouveau-Brunswick dans son ensemble et le village de Belledune, ainsi que des comtés de Restigouche et de Gloucester. Les statistiques sur la population, les tendances économiques, la structure administrative locale et la capacité industrielle y sont données.

La population de la région à l'étude, qui n'a augmenté que de 0,5 pour cent depuis 1981, atteignait 127 394 personnes en 1986, dernière année pour laquelle on dispose de données. Les centres urbains, comme Campbelton et Bathurst ont connu une baisse de population, alors que les régions rurales ont vu croître le nombre de leurs résidents. Au cours de cette période, la population de Belledune, qui n'est plus que de 579 personnes, a baissé de 14,6 pour cent. La grande majorité des habitants du secteur vivent en bordure des routes 11 et 134, qui longent la côte entre Dalhousie et Bathurst.

L'économie du comté de Restigouche repose sur l'exploitation de la forêt. Les principales sources d'emploi du comté sont les établissements de soins de santé, suivis de plusieurs entreprises forestières, du CN et d'Énergie NB L'économie du comté de Gloucester, également fondée sur les ressources, dépend des industries des pâtes et papier, des mines et de la pêche. Le premier employeur était Brunswick Mining and Smelting, suivie des conseils scolaires, des divers établissements de soins de santé et des usines de transformation du poisson. Le taux de chômage de ces comtés dépasse la moyenne provinciale depuis quelques années et il continue d'augmenter.

Des terrains boisés de la couronne occupent presque 90 pour cent de la superficie des deux comtés. En 1986, la population était de 127 394. La grande majorité des personnes qui demeurent entre les villes de Dalhousie et Bathurst vivent en bordure des routes 11 et 134.

Méthode d'évaluation des impacts

Le rapport mentionne qu'aux fins de l'étude d'impact sur l'environnement, un effet potentiel était jugé acceptable si les lignes directrices ou les règlements pertinents étaient respectés. En l'absence de lignes directrices et de recommandations spécifiques, on a évalué le sens et l'importance du changement que le projet imposerait aux "éléments essentiels de l'écosystème".

On entend par éléments essentiels de l'écosystème, les éléments constitutifs de l'écosystème ou du système socio-économique correspondant qui sont importants pour la communauté humaine. Un effet potentiel est jugé inacceptable, s'il risque de nuire à un "élément" à un point tel que ce dernier ne puisse plus revenir à l'état dans lequel il se trouvait avant le projet.

Impacts de la construction

Impacts Biophysiques

La construction d'une seule tranche de 450 MW prendra environ cinq ans. La centrale sera construite sur le terrain actuel du dépôt de vrac des Produits Shell Canada Ltée. Les travaux de construction nécessiteront l'utilisation de la machinerie lourde. Des fossés et des étangs de retenue seront construits autour de la centrale et des aires de stockage des cendres pour recueillir les eaux de ruissellement qui seront traitées conformément aux normes acceptables avant d'être évacuées. On n'a décelé aucun effet biophysique résiduel consécutif à la construction de l'aire de stockage des cendres.

L'aménagement des ouvrages d'accostage et du système d'eau de refroidissement nécessitera d'importants travaux de dragage dans le port de Belledune. La construction du canal d'admission de l'eau de refroidissement nécessitera l'excavation de 141 000 m3 de déblais, en plus des 23 000 m3 de roches qui seront enlevées au cours de la construction du canal de déversement.

Le dragage maritime nécessaire à la construction du môle et à l'aménagement du chenal d'accès pour les navires (étape 1) nécessitera l'excavation d'environ 260 000 m3 de déblais, y compris 165 000 m3 de déblais contaminés par le cadmium, 30 000 m3 de déblais non pollués et 52 000 m3 de déblais rocheux. Les déblais contaminés par le cadmium seront déposés dans des enceintes construites sur la côte à l'intérieur du port, puis recouverts d'une couche de remblais non pollués. Les déblais rocheux serviront de revêtement et d'enrochement à l'intérieur du port ou seront déchargés dans l'océan à un endroit approuvé.

L'étape II du dragage qui pourra être faite plus tard, visera à approfondir le chenal d'accès pour recevoir les gros bateaux, peu importent les marées. Cette étape nécessitera l'excavation de 64 000 m3 de déblais non pollués et de 23 000 m3 de déblais rocheux à l'aide d'une drague à godets.

Les déblais non pollués seront transportés jusqu'à un endroit approuvé par Environnement Canada. Le

rapport signale que le dragage et l'aménagement des ouvrages d'accostage envisagés peuvent être utiles aux autres industries du nord-est du Nouveau-Brunswick.

Parmi les effets potentiels à court terme du dragage, on note l'augmentation de la turbidité et la réduction de la pénétration de lumière, la perturbation et la destruction des organismes aquatiques et de leur habitat, la remise en suspension de matières contaminées dans la colonne d'eau, la diminution du taux d'oxygène dissous, le dégagement des éléments nutritifs et autres matières retenus dans les sédiments et l'accumulation de mousse et de débris à la surface de l'eau.

L'habitat risque d'être détruit temporairement, mais ce qu'on sait des autres secteurs dragués permet de croire que le secteur se peuplera à nouveau dans les deux ans qui suivent le dragage. Le rapport indique que la remise en suspension des sédiments du fond par le dragage aura un effet minime sur les concentrations totales de cadmium dissous dans le port de Belledune.

Pour minimiser les effets du dragage sur les homards du port, on prévoit mettre sur pied un programme de pêche intensive avant le début du dragage. Les homards seraient pris dans des cages, puis libérés à l'extérieur du port. De plus, on pourrait déployer une série de cages à l'entrée du port pour intercepter les homards qui essayeraient d'entrer dans le port pendant les travaux de dragage.

Pour réduire l'impact potentiel de la contamination par les déblais, on déposera dans des enceintes tous les sédiments pollués ayant une teneur en cadmium supérieure à 0,6 mg/kg. Pour éviter que les déblais ne deviennent source de contamination au cadmium, on surveillera les effluents des enceintes à déblais et on recouvrira les déblais.

La préparation des travaux de dragage nécessitera des opérations de dynamitage. Pour tuer le moins de poissons possible, on prévoit faire exploser de petites charges pour éloigner les poissons immédiatement avant le dynamitage et utiliser des rideaux d'air pour réduire le danger mortel que représentent les ondes de surpression. Mais le dynamitage de la roche de fond tuera des poissons dans un secteur restreint du port.

Le plan d'aménagement d'un barrage de 20 m sur la rivière Belledune avec conduite d'alimentation en eau, préparé par Énergie NB, comprend des mesures de protection de l'habitat des saumons qui vivent en aval, y compris le maintien d'un débit minimum et le déversement de l'eau froide en régime turbulent pour réduire les gaz en suspension dans la décharge. Une canalisation enfouie à 2 m de profondeur acheminera l'eau par écoulement naturel jusqu'à la centrale projetée sans croiser de cours d'eau. Le rapport affirme que toutes les exigences relatives à l'approbation des modifications de cours d'eau seront respectées et que les mesures seront prises pour éviter la libération de sédiments dans la rivière et les cours d'eau du secteur pendant la construction.

Du côté de l'utilisation des terres, la construction de la centrale proposée entraînera le déplacement ou l'achat de certaines maisons ou propriétés à l'ouest du site, le long de la route 11, et augmentera le volume de la circulation, tant pour la construction que pour les déplacements des ouvriers. La construction de la centrale nécessitera l'achat de cinq maisons et d'un petit restaurant aux abords de la route 11, en plus des propriétés de Brunswick Mining and Smelting et du ministère des Ressources naturelles et de l'Énergie du Nouveau-Brunswick.

Comme les maisons situées à proximité du site seront achetées dans le cadre du projet et que la majeure partie des véhicules de construction et de livraison utiliseront la rocade de la route 11, les problèmes esthétiques dus au bruit, aux poussières et aux vibrations le long des routes de transport seront minimes. Toutefois, les riverains des routes 11, à l'ouest du site, et 134, à l'est du site, subiront quelques inconvénients. Des précautions au cours du chargement et du transport par camion, ainsi que le choix, le nettoyage et le traitement des routes de transport devraient minimiser ces inconvénients.

Le rapport déclare que même si le bruit peut devenir très fort pendant les travaux, il est impossible de déterminer le niveau sonore à tout endroit situé à proximité du chantier. Les résidents du secteur ont été informés qu'il pourrait y avoir du bruit. De plus, on adoptera au besoin des mesures pour amortir, absorber, dissiper et détourner le bruit.

Impacts socio-économiques

La construction de la centrale devrait avoir d'importants effets socio-économiques aux niveaux local, régional et provincial.

Les coûts d'aménagement des installations sur le site, pour les deux tranches, de l'aire de stockage des cendres et du réseau d'alimentation en eau douce, sont évalués à 929 millions de dollars, en dollars de 1987. On estime que, pour la tranche 2, 88 pour cent de la main-d'oeuvre et des achats de matériaux proviendront du Canada; ce taux atteindra 85 pour cent pour la tranche 1.

Sur un total de 320 millions de dollars affectés à la main-d'oeuvre, 90 pour cent seront versés à des travailleurs du Nouveau-Brunswick. Sur un total de 573 millions de dollars affectés aux autres postes, 19

pour cent seront dépensés directement au Nouveau-Brunswick, 59 pour cent dans le reste du Canada et 22 pour cent, dans d'autres pays. Le rapport fait valoir que la forte proportion de travailleurs du Nouveau-Brunswick entraînera le bénéfice d'une importante augmentation des années-personnes de travail.

En résumé, le rapport affirme que le total des emplois directs créés par la conception et la construction des deux tranches est évalué à 5142 années-personnes. De plus, la construction des installations portuaires à Belledune par la Société canadienne des ports pourrait créer encore 125 autres années-personnes de travail. On prévoit que près de 90 pour cent de la main-d'oeuvre totale associée au projet viendra du Nouveau-Brunswick et 100 pour cent, du Canada.

Le total des emplois directs créés par la construction de la tranche 2 est de 2 883 années-personnes (2 595 résidents du Nouveau-Brunswick), y compris 1 800 années-personnes en emplois de construction et, pour la tranche 1, ce total est de 2 259 années-personnes en emplois directs (2 033 résidents du Nouveau-Brunswick), y compris 1 248 années-personnes en emplois de construction.

Les études préliminaires d'ingénierie demanderont 10 mois et, après l'adjudication du contrat relatif à la chaudière, les travaux de construction dureront 56 mois, jusqu'au début de l'exploitation commerciale. Au plus fort des travaux, 1 000 ouvriers au total travailleront sur le chantier pendant la construction de la tranche 2.

Un maximum de 700 ouvriers de la construction, employés d'administration du chantier et employés de mise en service de la centrale seront directement employés sur le chantier pendant la construction de la tranche 1. Le projet nécessitera l'embauche d'ouvriers qualifiés de diverses spécialités, y compris le personnel requis pour les études d'ingénierie, la gestion du projet, l'administration du chantier et la mise en service de la centrale, et les ouvriers de la construction.

Le total d'années-personnes nécessaires à la construction des deux tranches est évalué à 9 513 000. Ce chiffre comprend 5 638 000 années-personnes en construction. On engagera pour ces travaux des ouvriers non spécialisés, des maçons, des peintres, des charpentiers, des ferronniers, des monteurs en tuyauterie, des électriciens, des chaudronniers, des machinistes, des tôliers, des calorifugeurs, des opérateurs et divers employés de l'entrepreneur.

Dans la mesure du possible, les travailleurs seront recrutés dans le nord-est du Nouveau-Brunswick. Aucune formation préalable ne sera offerte, compte tenu des délais serrés du projet de construction. Le rapport comprend une projection de la disponibilité des différents corps de métier requis pendant la période de construction.

L'ensemble des dépenses subséquentes indirectes et attribuables à la construction des deux tranches créera finalement 7 338 autres années-personnes de travail. Ce qui donne un total de 11 966 années-personnes en emplois crées au Nouveau-Brunswick par le projet de construction. Les revenus de la main-d'oeuvre sont évalués à 345 millions de dollars, ou 37 300 $ par année-personne créée dans la province.

Les besoins d'hébergement des ouvriers atteindront un sommet de 430 logements au cours du projet. D'après une analyse de l'offre et de la demande, les auteurs du rapport concluent que la capacité actuelle d'hébergement dans les hôtels et les maisons de pension entre Bathurst et Dalhousie pourrait facilement absorber la demande créée par l'arrivée des ouvriers de la construction.

Impacts de l'exploitation

Effets de l'eau de refroidissement

L'eau de mer circulera le centrale,pour refroidir la machinerie surchauffée, à un débit maximum de 13 m3/s pour une tranche et de 26 m3/s pour deux tranches. Les systèmes d'eau de refroidissement, du type à passage unique, permettront également de condenser la vapeur d'échappement de la turbine principale. La station de pompage de l'eau de refroidissement sera conçue et construite pour les tranches 2 et 1 mais, au début, on n'y installera que l'équipement destiné à la tranche 2. Le canal d'admission du système sera placé à une hauteur de -6,2 m, dans le bassin côtier intérieur du port de Belledune.

L'eau de refroidissement utilisée sera rejetée dans la baie des Chaleurs, de l'autre côté du brise-lames. Ce déversement formera, à partir de l'exutoire, un panache d'eau plus chaude que l'eau de la mer. L'étendue du panache variera en fonction des caractéristiques d'exploitation, des conditions climatiques et des courants. Les auteurs utilisent des modèles pour prévoir les caractéristiques du panache thermique.

Certaines espèces peuvent éviter cette petite zone (2 km2) à côté de la décharge en été et en hiver; toutefois, d'autres espèces peuvent occuper cette zone au cours de l'hiver. On n'a pas trouvé de larves de homard à l'endroit de décharge de l'eau de refroidisement proposé. Et on ne prévoit aucune contamination d'organismes par du cadmium, près de l'exutoire d'eau de refroidissement.

Le rapport signale que le réchauffement de l'eau peut favoriser la production des poissons dans la mesure où il permettrait d'en accroître la production primaire à proximité de l'exutoire. Par contre, il pourrait être nuisible dans la mesure où il risque de modifier la période de frai de certaines espèces et d'accélérer l'éclosion des oeufs. Une fermeture accidentelle survenant au printemps ou en hiver provoquerait un refroidissement rapide de l'eau, qui causerait un choc thermique aux poissons.

Parmi les risques environnementaux associés aux systèmes d'eau de refroidissement à passage unique, on mentionne les effets sur les organismes aquatiques de l'augmentation des températures, de l'entraînement et de la capture. Autre source de préoccupation à Belledune : le risque de bioaccumulation de cadmium due à la remise en suspension des sédiments contaminés et au transport de ces sédiments et des eaux contaminées à l'extérieur du port.

La capture dans les crépines, à la prise d'eau de refroidissement, ou les chocs thermiques et physiques résultant de l'entraînement peuvent tuer d'autres petits organismes aquatiques. Le rapport ajoute que, selon les calculs de la modélisation et les constatations des autres études, il est peu vraisemblable que l'entraînement des larves de poisson nuise à la pêche commerciale dans la baie des Chaleurs.

La conception de la crépine d'admission et la réduction de la vitesse d'approche dans le canal d'admission réduiront les risques de capture. Une étude des données provenant de la centrale de Dalhousie, qui est équipée d'une crépine semblable, montre que le phénomène de capture des poissons à Belledune sera minime.

Il est possible que l'exutoire de l'eau de refroidissement déverse dans la baie du cadmium recueilli dans le port. Ce cadmium pourrait provenir de la colonne d'eau du port, des sédiments remis en suspension ou des lixiviats provenant des enceintes à déblais.

Le rapport affirme que les concentrations de calmium dissous dans la colonne d'eau ne menacent pas la vie aquatique et que la centrale ne sera pas une source supplémentaire de cadmium. Il est peu probable que les sédiments contenant du cadmium soient déplacés et transportés dans le système de refroidissement, et le rapport prévoit qu'il n'y aura pas d'accumulation résiduelle de cadmium dans l'aire de décharge à l'ouest du brise-lames actuel. Les enceintes à déblais seront pourvues d'un revêtement et placées sous le niveau de l'eau du port, de sorte que les lixiviats de cadmium ne pourront pas entrer dans le port.

Effluents liquides

Les installations d'épuration des déchets liquides seront conçues pour libérer des effluents qui respectent les exigences du ministère de l'Environnement et des Codes fédéraux de recommandations techniques pour la protection de l'environnement applicables aux centrales à vapeur.

Les installations de gestion des déchets liquides sur place seront conçues pour traiter les effluents suivants :

1. drains des bâtiments;
2. trop-plein du réservoir tampon du système de manutention des cendres lourdes;
3. eaux de ruissellement du parc de charbon;
4. effluents de l'installation de traitement des eaux (boue de décantation, effluents de lavage des filtres à contre-courant et de régénération par échange ionique);
5. effluents de rénégération par polissage des condensats;
6. effluents acides/alcalins provenant des eaux de lavage du préchauffeur d'air de nettoyage et du foyer de la chaudière;
7. effluents sanitaires.

Le rapport ne prévoit aucun effet nuisible sur le milieu récepteur.

Livraison, transport et stockage du combustible

La centrale utilisera du charbon ou du mazout lourd nº 6, selon les prix du combustible.

Le charbon sera livré par mer, puis transporté du môle à la centrale par le biais d'un système de déchargement et de convoyeur qui suivra le brise-lames actuel et traversera les terrains de la centrale jusqu'au parc à charbon.

Le mazout lourd sera transporté du quai à la centrale au moyen de pompes de déchargement et d'un oléoduc qui longera le brise-lames jusqu'aux réservoirs de mazout. Il faudra, chaque année, 30 navires pour livrer le charbon et 20, pour livrer le mazout.

Le rapport décrit les mesures d'urgence prévues en cas de déversement accidentel de mazout. De plus, un revêtement peu perméable sera placé sous l'aire de stockage du charbon pour protéger la nappe phréatique.

Évacuation des cendres

L'aire d'évacuation des cendres se trouve à 5 km de distance par la route à l'ouest de la centrale. Elle sera dotée d'un revêtement peu perméable, et les eaux de ruissellement seront recueillies dans des fossés périphériques, pour ensuite être déversées

dans un étang de sédimentation. Les eaux de ruissellement seront encore traitées au besoin.

Le rapport estime que chaque tranche, exploitée à un facteur de charge de 80 cent, devrait produire 109 000 tonnes de cendres par année. Les cendres seront humidifiées avant leur transport par camion jusqu'à l'aire d'évacuation et couvertes au cours du transport pour limiter les émissions de poussières. Elles seront ensuite compactées par couches pour réduire la poussière.

Le dépôt de cendres fera l'objet d'une remise en état continue. À mesure que chaque section est prête, elle sera hersée, puis hydroensemencée. Une bande boisée d'au moins 30 m servira d'écran visuel pour les propriétés voisines.

Il faut compter en tout 85 hectares pour recevoir les cendres de charbon produites en 30 ans par les deux tranches. Le transport des cendres des deux tranches nécessitera six chargements de camions de 23 tonnes par heure, huit heures par jour, cinq jours par semaine.

Alimentation en eau douce

Les rives de la rivière Belledune seront inondées sur une longueur d'environ 3 km en aval du barrage, de manière à créer un réservoir capable de fournir les 13 000 m3 d'eau nécessaires à l'alimentation quotidienne des deux tranches. L'habitat actuel du cours d'eau deviendra un habitat de lac. On n'a pas prévu aménager de couloir à poissons dans la structure du barrage, car les barrages de castors restreignent déjà les migrations dans la rivière.

La formation du réservoir peut être favorable à la production de truites de ruisseau. Un plan de gestion des pêches pour le réservoir sera mis au point en collaboration avec Pêches et Océans Canada, des groupes locaux de pêche sportive et la Direction de la pêche sportive et de la chasse du ministère des Ressources naturelles et de l'Énergie du Nouveau-Brunswick.

D'après les observations faites dans les autres réservoirs du Nouveau-Brunswick, il se peut que les plus vieux poissons piscivores produits dans le réservoir proposé aient des niveaux de mercure supérieurs à la limite nationale fixée pour les poissons offerts sur le marché. Le rapport recommande d'intégrer au programme de gestion des pêches la surveillance des niveaux de plomb dans le poisson et de réglementer la pêche, afin de réduire les problèmes de contamination au mercure.

Avant d'être rempli, le site du réservoir sera débarrassé de toute végétation, de manière à prévenir les problèmes de qualité de l'eau. La canalisation d'eau qui dessert la centrale sera enfouie et ne croisera pas de cours d'eau. On veillera à ce que le débit en aval du barrage soit suffisant pour répondre aux besoins du système d'irrigation d'un agriculteur de l'endroit.

Effets socio-économiques

Le rapport affirme que l'exploitation de la centrale aura des effets très positifs sur l'économie locale. L'apport de population, d'emplois et de revenus améliorera, directement et indirectement, le niveau de vie des résidents du secteur.

La mise en service de la tranche 2, indique le rapport, créera 135 postes à plein temps d'exploitation et d'entretien. Après la mise en service de la tranche 1, en 1998, le nombre d'employés passera à 225.

Les auteurs du rapport estiment que la région de planification de Belledune a une capacité d'hébergement suffisante pour répondre à la demande. Ils croient également que la construction éventuelle de maisons ne devrait pas poser de problèmes.

Le réseau de services et d'installations communautaires est suffisant pour répondre aux besoins des nouveaux venus. Le rapport déclare également que les services actuels d'éducation, de loisirs, de soins médicaux, d'incendie et de police peuvent sans difficulté répondre aux besoins des ouvriers venus de l'extérieur.

La centrale envisagée comprendra des bâtiments et des ouvrages beaucoup plus élevés que les bâtiments et cheminés de l'usine d'engrais et de la fonderie. Puisque l'utilisation actuelle du site est de même nature que celle de la centrale projetée, les nouvelles installations ne pourraient pas être jugées vraiment inacceptables. Les aires de stockage du charbon et des cendres seront isolées du public par des bandes tampons très boisées.

L'utilisation accrue des installations du port de Belledune par les vraquiers de combustible ne devrait pas nuire aux autres usagers du port.

Émissions atmosphériques

La centrale thermique projetée sera constituée de deux tranches de 450 MW, qui seront alimentées soit au charbon importé contenant au maximum 1 % de soufre, soit au mazout contenant au maximum 2,75 % de soufre.

Le rapport mentionne qu'Énergie NB exploitera toutes les centrales de son système de façon à respecter ses engagements face aux limites d'émissions de SO_2 (dioxyde de soufre) de la province. En effet, le Nouveau-Brunswick s'est engagé, auprès du gouvernement fédéral, à réduire

ses émissions totales de dioxyde de soufre à 185 000 tonnes, d'ici la fin de 1994.

Dans ce contexte, il a été établi qu'Énergie NB limitera ses émissions à 130 000 tonnes par année, valeur qui comprend les émissions prévues de la centrale envisagée. Les niveaux de soufre produits par la combustion du charbon ou du mazout à la centrale seront limités de manière à respecter cet engagement.

Le rapport décrit les modèles de dispersion et présente les données tirées de ces modèles qui permettent de prévoir les effets des émissions de la centrale sur la qualité de l'air, de même que les dépôts acides. Les effets éventuels de l'exploitation de la centrale sur la qualité de l'air sont associés aux émissions maximales de soufre attribuables à la combustion du charbon à 1 pour cent de soufre ou du mazout à 2,75 pour cent de soufre, dans une et deux tranches fonctionnant à pleine puissance, soit 450 MW et 900 MW.

Qualité de l'air

Le rapport montre que, selon les résultats de la modélisation, les émissions maximales prévues de SO_2, de NO_x (oxydes d'azote) et du TPS (total des particules en suspension), attribuables uniquement à la première tranche de la centrale projetée alimentée au charbon ou au mazout, sont toutes inférieures aux normes pertinentes du Nouveau-Brunswick et aux objectifs fédéraux en matière de qualité de l'air.

Les maximums prévus de NO_x et du TPS et les concentrations au sol quotidiennes et horaires moyennes maximales de SO_2 attribuables aux deux tranches alimentées au charbon sont également inférieurs aux normes du Nouveau-Brunswick. Les concentrations au sol horaires maximales prévues de SO_2 attribuables à la centrale de 900 MW alimentée au mazout ne devraient dépasser la norme du Nouveau-Brunswick de 900 microgrammes/m3 que pendant neuf heures en cinq ans, à 3,5 km sous le vent de la cheminée. Énergie NB prévoit maintenir un niveau d'au plus 450 microgrammes/m3 (le maximum souhaitable selon l'objectif national) en utilisant des mesures de mitigation, y compris les moyens de réduction des émissions et l'utilisation de combustible à faible teneur en soufre.

Les concentrations maximales prévues de NO_x et du TPS attribuables à l'une ou l'autre combinaison de la centrale projetée devraient être bien inférieures aux normes respectives du Nouveau-Brunswick.

Quant aux émissions des sources combinées, soit la centrale envisagée de 900 MW alimentée au charbon et au mazout, ainsi que la fonderie et l'usine d'engrais de la Brunswick Mining and Smelting (BM&S), elles devraient dépasser les normes du Nouveau-Brunswick relatives aux concentrations moyennes horaires et quotidiennes de SO_2. Les sources responsables de la concentration au sol maximale prévue pour l'ensemble des sources aux endroits identifiés sont les usines de la BM&S. On prévoit en outre que ces dernières seront également les seules responsables de tous les maximums prévus des concentrations au sol quotidiennes moyennes de SO_2 et du TPS, pris ensemble.

Afin d'évaluer l'impact potentiel des concentrations au sol de SO_2 sur la végétation, on s'est servi des données des études de modélisation. Le rapport indique que les émissions de SO_2 attribuables à la centrale envisagée ne devraient pas nuire à la flore terrestre, car elles n'atteindront pas les concentrations ni la durée qui peuvent affecter gravement la vie végétale. L'exploitation de fraises située à 4 ou 5 km à l'ouest de la centrale envisagée ne devrait pas souffrir des émissions de SO_2 provenant de la centrale.

Mitigation

On prévoit que, par temps favorable, les émissions seront efficacement dispersées par la haute cheminée et les vents forts qui soufflent en altitude. Sous des conditions climatiques défavorables, indique le rapport, la qualité de l'air sera maintenue par la mise en oeuvre d'un programme de surveillance supplémentaire, y compris des mesures de réduction des émissions.

De même, ajoute le rapport, un réseau étendu de surveillance des concentrations de SO_2 dans l'air ambiant sera mis sur pied. On recueillera chaque jour les données météorologiques et de prévision des émissions, afin de prévoir la qualité de l'air au niveau local. Ce réseau de surveillance, associé à un système de limitation permettra de maintenir une qualité d'air acceptable, malgré l'exploitation de la centrale.

Puisque les concentrations au sol moyennes horaires de SO_2 attribuables aux émissions provenant de la centrale projetée à deux tranches alimentée au mazout prise seule et aux émissions de la centrale à deux tranches et des sources actuelles de la BM&S prises ensemble devraient occasionnellement dépasser de beaucoup la

norme du Nouveau-Brunswick, il est évident que des mesures de mitigation et de surveillance de l'air ambiant seront requises pour réduire ou limiter les émissions des sources existantes et de la centrale envisagée, afin de ramener les concentrations au sol à la norme du Nouveau-Brunswick.

Dépôt de soufre

Un modèle a servi à estimer les dépôts de soufre à sec et par voie humide. La superficie étudiée à l'aide de ce modèle s'étend sur une distance de 100 km dans l'axe est-ouest et de 80 km dans l'axe nord-sud de la centrale proposée. Les données obtenues visaient les dépôts attribuables à la centrale de 450 MW et de 900 MW, prise seule et en association avec les sources actuelles du secteur à l'étude.

Dépôt par voie humide - Centrale de 450 MW seulement

Le maximum de dépôts par voie humide attribuable uniquement à la centrale de 450 MW alimentée au mazout, qui atteint 1,8 kg SO_4/ha/an (soufre par hectare par an), devrait se former à 12,5 km à l'est de la cheminée de la centrale envisagée, au-dessus de la mer, où les dépôts acides ne posent guère de problèmes. Sur terre, le maximum de dépôts par voie humide attribuable à la centrale de 450 MW au mazout devrait être de 1,38 kg SO_4/ha/an et se former à 18 km à l'ouest de la cheminée. Le maximum de dépôts par voie humide attribuable uniquement à la centrale de 450 MW alimentée au charbon devrait se former à 12,5 km à l'est de la cheminée projetée; le maximum prévu devrait s'élever à 1,17 kg SO_4/ha/an. La centrale au charbon de 450 MW projetée produira 0,9 kg SO_4/ha/an de dépôts par voie humide sur terre, dans le secteur à l'étude.

Dépôts par voie humide — Centrale de 450 MW, toutes les sources

À environ 4,3 km à l'est-sud-est, à l'endroit où l'ensemble des dépôts (par voie humide et totaux) attribuables à toutes les sources atteint son maximum, c'est-à-dire 18,06 kg SO_4/ha/an, le maximum de dépôts par voie humide représente environ 14 % du total. À cet endroit, aucun dépôt ne provient de la centrale au mazout projetée. Au-dessus des terres, le dépôt par voie humide le plus important attribuable à l'ensemble des sources devrait se former à environ 1,3 km au sud-ouest de la cheminée de la centrale projetée. Sur les 12,66 kg SO_4/ha/an prévus à cet endroit, aucun dépôt ne serait attribuable à la centrale au mazout de 450 MW proposée.

Dépôts par voie humide — Centrale de 900 MW uniquement

Les prévisions du modèle relatif à la centrale au mazout de 900 MW uniquement indiquent que le maximum de dépôts par voie humide devrait s'élever à 3,6 kg SO_4/ha/an, à un endroit situé à 12,5 km à l'est de la cheminée projetée. Au-dessus des terres, le maximum de dépôts par voie humide est évalué à 2,79 kg SO_4/ha/an, à un endroit situé à 18,3 km à l'ouest de la centrale.

Au-dessus des terres, le maximum de dépôts par voie humide attribuable à la centrale au charbon de 900 MW uniquement devrait s'élever à 1,8 kg SO_4/ha/an, également à un endroit situé à 18,3 km à l'ouest de la centrale envisagée.

Dépôts par voie humide — Centrale de 900 MW, toutes les sources

Près de Belledune, à 4,3 km à l'est-sud-est de la centrale proposée, à l'endroit où le maximum de dépôts par voie humide provenant de toutes les sources (18,06 kg SO_4/ha/an) devrait se former, aucun dépôt n'est attribuable à la centrale au mazout de 900 MW projetée et plus de 99 pour cent des dépôts par voie humide devraient provenir des sources actuelles de la BM&S. Dans le cas d'une centrale de 900 MW au charbon, le maximum de dépôts provenant de toutes les sources (18,06 kg SO_4/ha/an) devrait se former à 2,5 km à l'est de la BM&S, et plus de 99 pour cent des dépôts devraient provenir des sources actuelles de la BM&S.

La région visée par le modèle d'estimation des dépôts de soufre par voie humide comprend la partie sud de la Gaspésie, au Québec. Toutes les sources actuelles d'émissions dans la couche atmoshérique, ainsi que la centrale au charbon de 900 MW, devraient émettre au maximum 5,1 kg SO_4/ha/an de dépôts par voie humide à la pointe Miguasha.

Le total des dépôts (à sec et par voie humide) correspondants devrait varier entre 6 et 39 kg SO_4/ha/an sur les régions québecoises couvertes par le modèle. Seules les sources actuelles (à Dalhousie) contribuent de façon significative à la quantité de dépôts parvenant au Québec, et cette contribution devrait être considérablement réduite par les limitations prévues des émissions de la centrale de Dalhousie. La contribution de la centrale envisagée à Belledune devrait être négligeable (0,6 kg SO_4/ha/an).

Effets potentiel des dépôts de soufre sur l'habitat fragile

Des dépôts de soufre par voie humide de 20 kg SO_4/ha/an sont jugés suffisamment faibles pour protéger les lacs modérément vulnérables. Dans le cas des habitats aquatiques très fragiles, on estime que des dépôts de soufre par voie humide d'environ 14 kg SO_4/ha/an sont suffisamment bas pour prévenir leur détérioration. Certaines zones vulnérables de la région contiennent déjà des dépôts jugés supérieurs à 14 kg SO_4/ha/an.

Les dépôts par voie humide déjà enregistrés (12,9 kg SO_4/ha/an) associés aux maximums actuels de dépôts de soufre par voie humide de 12,6 kg SO_4/ha/an au-dessus des terres dépassent également la valeur recommandée de 20 kg pour la protection de l'habitat modérément vulnérable. Le bassin d'air de Belledune est généralement classé de peu à modérément vulnérable aux dépôts de soufre. Les zones dans lesquelles la roche de fond et les sols dérivés ont montré un potentiel de vulnérabilité se trouvent dans des bassins hydrographiques dont le pH est relativement élevé et qui ont une bonne capacité de tampon; elles ne sont donc pas classées aussi vulnérables aux dépôts.

Le rapport mentionne que le maximum de dépôts de soufre par voie humide qui se formera dans le secteur ne devrait pas dépasser le seuil de 20 kg SO_4/ha/an pour protéger les zones modérément vulnérables. On prévoit la formation de dépôts supérieurs à 14 kg SO_4/ha/an dans une petite partie du bassin hydrographique de la rivière Jacquet. Ces niveaux ne devraient pas avoir d'effet nuisible à cause du pH élevé et de la bonne capacité de tampon de ce bassin.

Le maximum annuel prévu de dépôts de soufre par voie humide sur terre attribuables à l'ensemble des sources actuelles et proposées est supérieur à l'objectif (20 kg SO_4/ha/an) recommandé dans le Protocole d'accord conclu entre les États-Unis et le Canada, sur un terrain de petite superficie situé à l'ouest de la centrale thermique proposée. À cet endroit, on prévoit que seulement 0,05 kg SO_4/ha/an serait imputable à la centrale envisagée.

Le rapport affirme qu'un réseau de surveillance identique à celui du secteur de Saint-Jean - Coleson Cove sera mis sur pied pour vérifier les prévisions de dépôts par voie humide du modèle et déceler les problèmes futurs.

Désulfuration des gaz de combustion (épurateur)

Le rapport mentionne que la désulfuration des gaz de combustion (épurateur) peut réduire les émissions dans le bassin d'air *local*. Pour déterminer l'effet potentiel qu'aurait cette mesure sur les dépôts de soufre dans la région de Belledune, on a mis au point un modèle d'épurateur à la centrale, à l'aide des critères suivants. Premièrement, on conserverait la haute cheminée qui offre l'avantage de réduire les émissions et d'améliorer la dispersion. Toutefois, la modélisation a montré que la baisse de température des gaz à la sortie de l'épurateur contrebalance l'avantage de la dispersion en réduisant la capacité de dispersion.

Deuxièmement, les émissions seraient épurées de manière à surpasser les normes fédérales relatives au taux d'émission de dioxyde de soufre de 0,6 lb par million de BTU. Un combustible à 2,5 pour cent de soufre produit un taux d'émission inférieur à 0,5 lb par million de BTU après l'épuration.

Le rapport mentionne que l'efficacité apparente de l'épurateur à pulvérisateur quant à la réduction des émissions est contrebalancée par la réduction de la capacité de dispersion de la cheminée; la présence de l'épurateur entraîne le dépôt d'une plus grande partie des émissions dans la zone couverte par le modèle. L'exploitation d'un épurateur suppose l'utilisation de 92 000 tonnes de pierre à chaux et de 70 000 litres d'eau douce par an, l'accroissement des émissions de poussières fugaces, de même que l'enfouissement de 221 000 tonnes de déchets solides par année. Le rapport affirme que l'installation d'un épurateur par tranche forcerait Énergie NB à augmenter ses tarifs de 4 pour cent.

Même si les réductions des émissions sont faibles à Belledune, le rapport indique que l'épurateur pourrait présenter des avantages pour le bassin d'air local, si ce dernier est très vulnérable aux dépôts de soufre, si les concentrations au sol risquent de souvent dépasser les limites admissibles ou si le combustible envisagé a une haute teneur en soufre.

Après analyse détaillée, le rapport conclut que ces facteurs ne sont pas source de préoccupation dans le projet proposé. Il déclare que les réductions d'émissions dans le bassin d'air local ne devraient pas surpasser les avantages du programme de réduction du dioxyde de soufre

proposé par Énergie NB pour l'ensemble de son système de production dans la province. Par conséquent, la désulfuration des gaz de combustion n'est pas retenue pour le projet de Belledune.

Brouillard acide, émissions de NO_x, oligo-éléments, radionucléides, matières organiques et émissions fugaces (poussières)

Les chercheurs pensent que le brouillard peut contribuer aux dépôts acides dans les bassins d'air. Le rapport mentionne que l'état du brouillard acide dans le secteur de Belledune indique qu'en se limitant à la seule analyse des précipitations, on risque de sous-estimer le total des dépôts dans la secteur. On s'attend à ce que le brouillard typique de la baie des Chaleurs soit moins dense que celui de la baie de Fundy et à ce que son impact soit moindre. Énergie NB prévoit surveiller le brouillard acide avant et après la construction, afin d'obtenir des données pour la région de Belledune. Des récepteurs seront installés le long des côtes du Québec et du Nouveau-Brunswick. On analysera ensuite les résidus du brouillard recueillis à chaque station, afin d'en mesurer le taux d'acidité.

Les émissions prévues de NO_x attribuables aux deux tranches proposées représenteront 8 pour cent du total des émissions provinciales. La conception du générateur de vapeur vise à limiter les émissions de NO_x à 258 ng par joule d'apport calorifique, pour le charbon et 129 ng par joule, pour le mazout, ce qui respecte les lignes directrices d'Environnement Canada.

Le rapport mentionne qu'un dépoussiérieur électrostatique interceptera plus de 99 pour cent des cendres volantes avant que les gaz sortent de la cheminée de manière à respecter les règles fédérales d'émission de 43 ng de particules par joule d'apport calorifique. Les concentrations maximales de NO_x et du TPS attribuables à l'une ou l'autre forme de centrale devraient demeurer bien en deçà des normes pertinentes du Nouveau-Brunswick.

Le rapport affirme que la quantité d'oligo-éléments, de radionucléides et de matières organiques provenant de la centrale au charbon proposée devrait être d'importance minime. L'apport de métaux lourds attribuable à la centrale envisagée peut ne pas être décelable en comparaison des émissions attribuables aux sources existantes.

Les principales sources d'émissions fugaces dans l'atmosphère associées aux installations envisagées sont le déchargement des navires, le transfert dans l'aire de stockage, la régénération, l'érosion des stocks par le vent, le chargement des cendres dans les camions, le transport par camion jusqu'à l'aire d'évacuation et le déchargement des camions.

Parmi les mesures de suppression des poussières, on note : l'utilisation de systèmes de manutention équipés de galeries fermées; l'aménagement d'enceintes autour de tous les points de transfert de matériaux des systèmes de manutention du charbon et des cendres; la mise sous enceinte du système de manutention des cendres sèches; la construction d'une route d'accès carrossable en tout temps, soit goudronnée, soit traitée afin de minimiser les émissions de poussières; l'utilisation d'un système de décharge des cendres volantes permettant d'humidifier celles-ci et de supprimer les poussières lors du chargement des camions; l'utilisation de bâches pour couvrir les cendres pendant le transport; l'humidification et le compactage de l'aire d'évacuation des cendres; et l'utilisation d'agents de suppression des poussières.

Les cendres volantes seront humidifiées au silo, transportées à l'aire d'évacuation des cendres où elles seront épandues par couches après avoir été arrosées de manière à réduire les émissions de poussières. L'aire d'évacuation des cendres sera aménagée par étapes et régénérée de façon permanente.

L'exploitation du parc à charbon, des installations au quai ou de l'aire d'évacuation des cendres ne devrait poser aucun problème d'émissions de poussières.

Surveillance

Pendant l'exploitation de la centrale, Énergie NB assurera la surveillance de toutes les émissions et installations d'évacuation des déchets; de son côté, le ministère fera des vérifications afin de s'assurer que les règlements provinciaux sont respectés.

La surveillance de l'environnement est destinée à confirmer l'exactitude des prévisions concernant l'impact sur l'environnement. Énergie NB surveillera donc l'environnement socio-économique, les eaux souterraines, le brouillard acide et les pêcheries. Un réseau de mesure de la qualité de l'air et de relevés météorologiques fournira, au service Environnement d'Énergie NB et au ministère de l'Environnement,

des données en temps réel sur la qualité de l'air à la centrale. Un système d'alertes audio-visuelles se déclenchera automatiquement, lorsque la qualité de l'air sera mauvaise.

Les programmes de surveillance supplémentaires qui seront adoptés comprennent un réseau de surveillance des dépôts acides qui confirmera les niveaux réels des dépôts de soufre par voie humide, ainsi que des programmes de surveillance des travaux de dragage du port, des caractéristiques du panache thermique de l'eau de refroidissement, de l'entraînement et de la capture des poissons dans les crépines d'admission de l'eau de refroidissement et de la productivité du réservoir d'eau douce.

RAPPORTS SUPPLÉMENTAIRES

En plus du rapport principal sur l'étude d'impact sur l'environnement préparé par Washburn and Gillis Associates Ltd. pour le compte d'Énergie NB, plusieurs autres rapports ont été soumis au ministère de l'Environnement, à titre de documentation. Ainsi, un rapport de la Société canadienne des ports sur le projet de construction, dans le port de Belledune, d'un quai de réception du charbon associé au projet de la centrale, et quatre documents d'Énergie NB qui portent sur les sujets suivants : une étude des besoins de production, les prévisions de la demande, le choix du site le plus acceptable pour la centrale thermique envisagée et le programme de réduction des émissions de dioxyde de soufre, de 1989 à 2000. Ces rapports supplémentaires sont résumés dans le présent chapitre.

SOCIÉTÉ CANADIENNE DES PORTS : CONSTRUCTION D'UN QUAI DE RÉCEPTION DU CHARBON

La Société canadienne des ports sera chargée de fournir un élément clé de la centrale thermique de Belledune, le terminal maritime de charbon dans le port de Belledune. Un quai de 305 m de longueur, du type à pilotis, sera construit du côté sud du brise-lames actuel et centré à environ 350 m à l'ouest de l'extrémité est du brise-lames.

Dragage du port

Le dragage des morts-terrains et de la roche se fera en deux étapes. La première comprendra la construction, à l'ouvrage d'accostage, d'un bassin des marées capable de recevoir à marée basse des bateaux de 60 000 t chargés à pleine capacité. Par la suite, dans une deuxième étape, on enlèvera le mètre supérieur des morts-terrains, lorsque le taux d'utilisation du quai justifiera l'accès de navires de 60 000 t quelles que soient les marées.

Le volume total de déblais qui seront d'abord retirés de l'aire d'accostage et du chenal d'accès est évalué à 260 000 m3, dont 165 000 m3 contiennent des concentrations de cadmium supérieures aux limites admissibles pour le déchargement dans l'océan. Le volume total de roche à enlever des mêmes zones est estimé à 52 000 m3, en plus de 13 000 m3 de pierre de revêtement et d'enrochement qui seront enlevés de la zone du brise-lames où sera construit le nouveau quai à pilotis.

Contamination des déblais du port

Les études géotechniques ont permis de déterminer que les concentrations de cadmium dépassaient les limites acceptables et ce, presque exclusivement dans la couche supérieure des morts-terrains du port de Belledune. Les concentrations des autres substances toxiques décelées sont beaucoup moins élevées.

Depuis que les installations de traitement de la BM&S sont en service, les concentrations de cadmium dans la chair des homards ont diminué, à l'exception d'une hausse en 1984 et d'une baisse en 1985, suivie d'une remontée en 1986 et 1987. L'entrée et l'accostage d'un gros bateau produisent, sur le sédiment de la couche supérieure des morts-terrains, un impact qui dépasse de loin les effets des activités de dragage ou d'une grosse tempête. Le risque de remise en suspension des contaminants (cadmium) dans les sédiments des morts-terrains est élevé.

Contraintes imposées au dragage

Les contraintes physiques imposées au dragage sont les courants, les marées, les vents et les tempêtes. De leur côté, les contraintes économiques visent les coûts des mesures de correction des contraintes physiques et des conditions qui nuisent directement aux pêcheurs du port de Belledune. On prendra toutes les mesures pour protéger les pêcheurs des inconvénients immédiats du dragage.

Élimination des déblais contaminés au cadmium

Tout le fond marin à draguer est contaminé au cadmium. La Société canadienne des ports évacuera tous les déblais de la première couche d'un mètre des morts-terrains contaminés. En raison de cette contamination, il ne sera pas possible de décharger les déblais dans l'océan, et les contraintes environnementales et économiques ne permettront pas de les évacuer à l'intérieur des terres.

Les déblais pollués seront aspirés par une conduite flottante jusqu'à une aire d'enceintes de 10 hectares, située à l'extrémité sud-ouest de l'intérieur du port, près de la digue intermédiaire et de la propriété de l'usine d'engrais de Belledune, et y seront isolés en permanence.

Cette méthode a été choisie pour trois raisons : les enceintes recouvriront une section déjà contaminée du port et l'isoleront de l'environnement; cette zone est située près des lieux du dragage, ce qui simplifie le travail, réduit les coûts et dérange moins le trafic du port; enfin, comme il s'agit d'un secteur industriel, le public n'y a pas accès.

Les enceintes contiendront deux tuyaux, posés à 1 et 2 m au-dessus du niveau de la marée basse, qui draineront l'excès d'eau. La surveillance de cette eau permettra de vérifier si elle contient des quantités excessives de particules en suspension; quant aux poissons piégés à l'intérieur de la digue, ils seront ramenés dans le port avec l'eau de drainage. Quand tous les déblais pollués auront été déposés dans les enceintes, les déblais non pollués et la roche seront dragués et placés dessus pour sceller le tout. De même, on mettra en oeuvre la pierre de revêtement et l'enrochement sur la face extérieure de la digue extérieure pour en prévenir l'érosion. On ne prévoit pas de problèmes dus aux odeurs, au bruit et aux poussières.

Des recherches sur les risques de dégagement de métaux lourds et de substances toxiques au cours des opérations de dragage tendent à confirmer que le zinc, le mercure, le cadmium et la plupart des autres métaux lourds toxiques demeurent stationnaires et ne sont pas disponibles biologiquement.

Roche et pierre de revêtement

On utilisera des explosifs pour enlever la roche qui sera chargée par une drague sur des barges qui la transporteront à l'endroit d'évacuation (enceinte à déblais, habitat pour les homards ou océan). Pour limiter le nombre de poissons tués, on fera appel aux rideaux d'air, aux capsules-amorces avec dispositif de retardement et à la technique d'empilement des charges. L'enlèvement de la pierre de revêtement et de l'enrochement n'introduira que très peu de sédiments fins dans la colonne d'eau.

Conclusion

La Société canadienne des ports organisera des programmes de surveillance pour s'assurer que les mesures de protection de l'environnement sont prises, que la qualité de l'eau est maintenue dans le port et que la pureté de l'eau provenant des enceintes à déblais respecte les objectifs de qualité.

Pour empêcher la migration des homards contaminés, on organisera, immédiatement avant le début des opérations de dragage, une pêche des homards qui se trouvent dans le port. Pour empêcher les homards d'entrer dans la zone de dragage, à l'intérieur du port, la Société canadienne des ports placera des obstacles (séries de cages, filets, rideau de bulles) en travers du port à partir de l'extrémité est du brise-lames. La Société canadienne des ports a demandé l'avis des spécialistes de Pêches et Océans Canada sur l'aménagement de nouveaux habitats pour les homards avec la roche propre excavée dans le port.

La Société canadienne des ports se propose d'organiser des recontres de consultation publique pour discuter du projet avec les parties intéressées. Le calendrier préliminaire prévoit que les travaux débuteront à l'automne de 1989 et prendront fin à l'automne de 1991.

ÉNERGIE NB : ÉTUDE DES BESOINS DE PRODUCTION - 1988 À 2002

Ce rapport décrit les diverses options de production d'électricité offertes à Énergie NB d'ici 2002, et explique comment la centrale thermique envisagée à Belledune s'insérera dans le développement global du système de production d'Énergie NB.

Un des principaux objectifs d'Énergie NB, déclare le rapport, est d'atteindre et de maintenir, dans la limite de ce qui est raisonnable, les tarifs les plus bas et les plus concurrentiels de tout le Canada. Il faut beaucoup d'années pour planifier, concevoir, construire et mettre en service les ouvrages de production de l'électricité; les travaux de protection de l'environnement et d'ingénierie destinés à fournir de nouvelles sources d'énergie pour les années 1990 et plus doivent donc commencer dans les années 1980.

Énergie NB doit également obtenir et conserver des sources d'énergie électrique sûres, afin de répondre à la demande croissante du Nouveau-Brunswick. La diversité des méthodes de production et des types de combustibles, affirme le rapport, est nécessaire à la sécurité d'approvisionnement. La flexibilité des centrales à combustibles multiples et les interconnexions avec les entreprises de services publics voisines sont d'autres stratégies qui améliorent la sécurité d'approvisionnement.

Un autre grand objectif d'Énergie NB est de limiter les risques financiers. Cela est particulièrement important dans le secteur des services publics, où les obligations financières peuvent être très grandes. Le rapport indique que le niveau de risque financier doit être compensé par l'objectif principal de la compétitivité des coûts de l'énergie.

Historique

Les quinze dernières années ont été marquées par un important revirement de situation, et de nombreux facteurs externes ont nui à la réalisation des objectifs de la Commission. Les coûts du financement et du combustible ont rejoint des niveaux raisonnables au

cours des trois dernières années seulement. Énergie NB a établi ses principaux réseaux de connexion avec le Québec, la Nouvelle-Écosse et la Nouvelle-Angleterre avant le dernier grand cycle d'expansion de la production qui est survenu dans la période de 1972-1982. Grâce à ces interconnexions, la Commission a pu construire de grandes centrales et ainsi réaliser des économies d'échelle, tout en exportant ses surplus en vertu d'ententes profitables.

Les chocs pétroliers à répétition comptent parmi les facteurs les plus néfastes pour Énergie NB, au cours de cette période. Depuis le premier choc pétrolier, les plans de développement d'Énergie NB se sont axés sur d'autres sources que le pétrole. Les nouvelles centrales construites depuis lors étaient toutes nucléaires, hydro-électriques ou au charbon.

Les interconnexions d'Énergie NB lui ont grandement permis de faire face à l'inflation galopante, aux taux d'intérêt élevés et aux marchés financiers instables. Les tarifs provinciaux ont toujours été de 13 à 17 pour cent inférieurs grâce aux bénéfices tirés de ces interconnexions. Les coûts et les risques financiers de la plus grande part des nouvelles centrales d'envergure ont été transmis aux entreprises américaines de services publics par l'intermédiaire des contrats de vente en participation. La position financière d'Énergie NB s'est grandement améliorée depuis 1980. Et c'est à partir de cette position qu'Énergie NB envisage son avenir, affirme le rapport.

Cadre actuel de développement

La croissance à long terme de l'approvisionnement en électricité des abonnés de la province devrait atteindre un taux annuel de 2,7 %, d'ici 2002. La demande horaire de pointe associée à cet approvisionnement devrait croître à un taux annuel global de 2,8 % au cours de la même période. Un contrat ferme d'importation d'électricité signé avec Hydro-Québec prend fin en 1994; il faudra alors trouver d'autres sources capables de fournir 350 MW.

Une comparaison de la capacité de production actuelle (en 1989) et de la demande prévue montre qu'on aura besoin d'une nouvelle capacité de production en 1994 et de près de 1000 MW dans la prochaine décennie. En 1994, la croissance de la demande et l'expiration du contrat d'approvisionnement conclu avec Hydro-Québec justifieront la mise en service d'une centrale de 450 MW.

À l'heure actuelle, les prix du charbon et du mazout lourd sont très concurrentiels sur les marché mondiaux, à cause de l'effondrement récent du prix du pétrole. Lorsque le prix du pétrole augmentera, le charbon devrait retrouver la position avantageuse qu'il a toujours occupée dans l'échelle des prix.

Le rapport mentionne que le principal problème environnemental d'Énergie NB provient des émissions par ses centrales du SO_2 qui est responsable des pluies acides. Cette situation a joué un rôle important dans le choix final d'un plan de développement pour Énergie NB.

Options de développement

Le rapport étudie la capacité de chacune des options de développement d'atteindre les objectifs suivants :

Fournir de quantités d'électricité suffisantes pour répondre à la demande prévue du Nouveau-Brunswick.

Améliorer la sécurité du système en réduisant la dépendance d'Énergie NB à l'égard du pétrole importé.

Offrir des avantages économiques aux clients d'Énergie NB et à la société du Nouveau-Brunswick en général.

Respecter toutes les normes relatives à l'environnement.

Les prix des contrats d'achat d'électricité d'Hydro-Québec sont plus élevés que les coûts projetés de construction de centrales au charbon par Énergie NB. Ces achats ne présenteraient aucun avantage socio-économique pour le Nouveau-Brunswick, car aucun emploi de construction ou d'exploitation ne serait créé. Par conséquent, Énergie NB a éliminé la solution des importations, qui ne répond pas de manière satisfaisante à ses besoins, mais n'écarte pas la possibilité d'importer de l'électricité d'Hydro-Québec ultérieurement.

Les nouvelles capacités de production peuvent être tirées des options suivantes : construction de centrales de 450 MW qui utilisent du charbon importé à faible teneur en soufre ou du charbon du Nouveau-Brunswick à haute teneur en soufre associé à des techniques d'élimination du SO_2; construction d'un second réacteur à Point Lepreau; harnachement des rivières du Nouveau-Brunswick; énergie marémotrice; aménagement de petites stations hydro-électriques; conversion de centrales actuelles à l'Orimulsion; construction de centrales au mazout; énergie éolienne, énergie solaire et biomasse.

Énergie NB a préparé un plan de développement de la production qui comprend les éléments suivants :

- Conversion d'une tranche de Coleson Cove à l'Orimulsion associée à l'installation d'un appareil de désulfuration des gaz de combustion de cette tranche. Les travaux de protection de l'environnement et d'ingénierie sont commencés et devraient être terminés en 1991.

- Installation, en 1993, d'une tranche de 450 MW alimentée au charbon à faible teneur en soufre.
- Installation, en 1994, d'une tranche au charbon de 150/200 MW, à Grand Lake, avec installation d'élimination du SO_2.
- Conversion, en 1994, au charbon importé à faible teneur en soufre de la tranche 2 de Dalhousie actuellement alimentée au charbon du Nouveau-Brunswick.
- Projet d'aménagement d'une autre source de production pour 1997 ou 1998. Il pourrait s'agir d'une deuxième tranche au charbon de 450 MW ou d'une tranche nucléaire, selon les coûts relatifs des options et des dates prévues de mise en service.
- Utilisation du charbon du Nouveau-Brunswick maintenue à un maximum de 500 000 tonnes par année.
- Exportations annuelles de 4000 GWh, en 1994, qui atteindront 5000 GWh en l'an 2000.

L'aménagement des tranches au charbon de 450 MW est considérée comme l'option la plus favorable du point de vue économique et environnemental. Le rapport affirme que cette nouvelle centrale fournira un approvisionnement sûr à un prix concurrentiel associé à un risque financier raisonnable, tout en ayant un impact acceptable sur l'environnement.

ÉNERGIE NB : PRÉVISION DES CHARGES

Ce document présente les projections des besoins en électricité d'Énergie NB pour quinze ans. En plus des prévisions des besoins de chaque catégorie de vente et de l'approvisionnement mensuel total en énergie, ce document comprend les prévisions de la demande horaire mensuelle de pointe (la quantité maximale d'énergie requise dans une période d'une heure). Les prévisions servent à la planification globale à court et long terme, particulièrement à la planification du budget et des installations.

Au cours des quinze prochaines années, de 1988-1989 à 2002-2003, les besoins en énergie électrique du Nouveau-Brunswick devraient passer de 11 751 GWh à 17 598 GWh, une augmentation moyenne de 2,7 % (390 GWh) par année.

Les besoins totaux en énergie électrique du secteur résidentiel du Nouveau-Brunswick devraient passer de 3781 GWh pour l'exercice financier de 1987-1988 à 5 222 GWh en 2002-2003, une augmentation annuelle de 85 GWh ou 2,2 %. Ces augmentations sont surtout attribuables aux quelque 46 000 nouveaux abonnés et 40 000 conversions au chauffage électrique. Les abonnés du secteur résidentiel achètent environ 35 % du total de l'énergie électrique vendue dans la province.

Les besoins en énergie du secteur des services devraient augmenter de 1 897 GWh pour l'exercice financier de 1987-1988 à 3 252 GWh pour 2002-2003, une augmentation annuelle de 84 GWh ou 3,5 %. Ces prévisions sont fondées sur un modèle économétrique qui calcule les besoins en électricité en fonction du revenu personnel disponible et de la population. Les abonnés du secteur des services prennent 18 % du total des ventes d'électricité dans la province.

Cette augmentation prévue de 3,5 % des besoins du secteur des services contraste avec l'accroissement de 5,9 % connu au cours des quinze dernières années. Cette différence s'explique par le ralentissement du taux de croissance de la population et de l'activité économique.

Le total des achats d'électricité du secteur industriel devrait passer de 5 031 GWh au cours de l'exercice financier de 1987-1988 à 7 633 GWh en 2002-2003, soit une augmentation annuelle de 170 GWh ou 2,8 %. Le secteur industriel consomme 46 % de l'électricité vendue dans la province par Énergie NB.

On évalue également les pertes en ligne au cours de la transmission et de la distribution de l'électricité à l'utilisateur final, afin de déterminer la demande totale d'énergie électrique.

En plus du total des besoins en électricité, il est essentiel de connaître le débit maximum de distribution de l'électricité pour décider du moment de construction des nouvelles installations. Ce débit est appelé demande horaire de pointe. La demande horaire maximale (demande de pointe) devrait passer de 2 336 MW à 3 519 MW, une augmentation annuelle de 2,8 % (79 MW).

Le rapport ajoute qu'il est inévitable que les besoins réels diffèrent des prévisions. Parmi les principales variables qui peuvent influer sur l'exactitude des prévisions, on note : (1) le prix mondial du pétrole, (2) la croissance démographique, (3) la croissance économique, (4) l'utilisation du chauffage au bois et (5) l'économie d'énergie. L'effet combiné de ces variables peut modifier la demande d'énergie de 1,2 % à la hausse ou à la baisse.

ÉNERGIE NB : SÉLECTION DU SITE LE PLUS ACCEPTABLE POUR UNE CENTRALE AU CHARBON DE 450 MW

Trois sites ont été retenus pour l'implantation de la centrale thermique de 450 MW : Belledune, dans un secteur industriel où se trouvent déjà une fonderie et une usine d'engrais; Coleson Cove, sur le site actuel d'une centrale au mazout de 1 000 MW, située à 30 km à l'ouest de Saint-Jean; et Dalhousie, sur le site actuel d'une centrale au charbon et au mazout de 300

MW. Ces sites ont été choisis à partir de critères environnementaux, techniques et économiques.

À l'heure actuelle, la moitié sud de la province a une consommation de pointe de 1 573 MW et produit 2 700 MW. La moitié nord consomme 1 243 MW et en produit 490. Ajouter 450-900 MW de capacité de production à Coleson Cove ne ferait qu'augmenter les coûts de transmission pour la période visée. De plus, les concentrations de dépôts de soufre atteignent des proportions préoccupantes dans la région de Saint-Jean.

On a donc établi qu'il fallait implanter la centrale dans le nord de la province, ce qui a éliminé Coleson Cove. L'évaluation n'a donc porté que sur deux sites potentiels, Belledune et Dalhousie.

Comparaisons techniques

Les deux sites possibles présentent des conditions différentes. Ils se distinguent sur bien des plans : disposition du site et topographie, système de manutention du charbon, quai, système d'eau de refroidissement et aire d'évacuation des cendres de charbon.

En résumé, le quai et les systèmes de réception, de manutention et de stockage du charbon sont moins complexes à Belledune qu'à Dalhousie. L'option de Belledune profite déjà d'un brise-lames et, à cause de la proximité du parc à charbon, ne demande qu'un petit tronçon de convoyeur. L'infrastructure existante de Belledune permet de séparer la prise et la décharge d'eau de refroidissement, alors qu'à Dalhousie, pour ajouter deux tranches de 450 MW, il faudrait construire une prise au large et un tunnel d'eau de refroidissement.

Le site de Dalhousie est de superficie limitée et ne peut pas contenir les cendres évacuées. L'aire actuelle d'évacuation des cendres se trouve à 11 km de la centrale et pourrait recevoir les cendres d'une seule tranche de 450 MW. Il faudrait donc trouver un autre terrain dans ce secteur pour l'évacuation des cendres de la deuxième tranche. Dans le site envisagé à Belledune, l'aire d'évacuation des cendres serait située sur le terrain même. Ainsi, les camions qui évacuent les cendres feraient la navette entre la centrale et l'aire d'évacuation sans avoir à traverser des secteurs commerciaux ou résidentiels ou emprunter des voies publiques.

Comparaison des impacts environnementaux des sites proposés

Des études de l'environnement ont été faites, à partir des critères tirés de trois principales sources d'information : les Codes de recommandations techniques pour la protection de l'environnement applicables aux centrales à vapeur (Environnement Canada, 1987); les règlements sur l'environnement et les directives relatives au projet proposé émises par le ministère de l'Environnement du Nouveau-Brunswick.

Parce qu'il permet le regroupement de toutes les installations, qu'il est relativement éloigné des grands centres d'habitation et que son système d'eau de refroidissement est avantageux, le site de Belledune a obtenu la préférence sur le plan de l'environnement.

Étude économique des deux sites

On a calculé les coûts d'une tranche au charbon qui serait mise en service en 1993, sans dispositions pour la seconde tranche, plus une autre tranche au charbon en 1998 (Belledune : 1 440 000 000 $ — Dalhousie : 1 543 000 000 $), et d'une tranche au charbon avec des dispositions pour une seconde tranche pour 1993, plus une autre tranche pour 1998 (Belledune : 1 407 000 000 $ — Dalhousie : 1 476 000 000 $). Ces résultats désignaient Belledune comme le meilleur site d'aménagement d'une tranche et de deux tranches.

En conclusion, Belledune a été jugé le meilleur site d'implantation de la centrale au charbon pour les raisons suivantes :

coûts d'aménagement moins élevés

répercussions moindres sur les zones d'habitation

meilleures possibilités d'expansion de la centrale

ÉNERGIE NB : PROGRAMME DE LIMITATION DES ÉMISSIONS DE DIOXYDE DE SOUFRE, 1989-2000

En octobre 1987, les gouvernements du Canada et du Nouveau-Brunswick ont conclu une entente fixant le seuil maximal d'émissions de SO_2 qui sera permis au Nouveau-Brunswick à partir de 1994.

Cette ENTENTE ENTRE LE CANADA/NOUVEAU-BRUNSWICK CONCERNANT UN PROGRAMME DE RÉDUCTION DES ÉMISSIONS DE DIOXYDE DE SOUFRE fixe une valeur maximale de 185 000 tonnes. Le seuil imposé à Énergie NB est de 130 000 tonnes. Ce document établit les mesures précises qui seront prises par Énergie NB pour respecter les limites d'émissions de SO_2.

SITUATION ACTUELLE - ÉMISSIONS DE SO_2

La situation actuelle des émissions de SO_2 attribuables à l'exploitation du réseau d'Énergie NB se caractérise par ce qui suit :

• Utilisation de mazout lourd dont la teneur en soufre peut atteindre 2,75 % sur une base moyenne annuelle pour la centrale de 1 000 MW de Coleson

Cove, la centrale de 265 MW de Courtenay Bay et la tranche 1 de 100 MW de Dalhousie.

- Utilisation d'un total annuel de 500 000 tonnes de charbon du Nouveau-Brunswick à forte teneur en soufre (moyenne de 6 à 8 %) à la centrale de 265 MW de Grand Lake et à la tranche 2 de 200 MW de Dalhousie.
- Production hydro-électrique comblant environ 25 % des besoins intérieurs de la province (15 % de l'approvisionnement total en électricité).
- Remplacement de la production d'électricité des centrales thermiques par l'achat d'énergie d'Hydro-Québec, dans la mesure du possible.
- Exportations d'électricité à l'Ile du Prince-Édouard et à la Nouvelle-Angleterre, selon les disponibilités, les circonstances économiques, les ententes contractuelles et le réseau de transmission.
- Changement de combustible ou réduction de la production, lorsque les systèmes informatisés de surveillance supplémentaire établissent que les exigences relatives au bassin d'air local risquent de ne pas être respectées.

NOUVELLES TENDANCES — ÉMISSIONS DE SO_2

À l'heure actuelle, les émissions tendent à croître rapidement, à mesure que l'utilisation des centrales thermiques augmente à cause de la croissance de la demande et de la réduction de la quantité d'électricité offerte par Hydro-Québec.

Les projections des besoins de la province, à partir de 1994, indiquent qu'il faudra accroître la production à compter de 1997 ou 1998 au plus tard. Cette production pourrait venir d'une autre centrale thermique de 450 MW alimentée au charbon importé à faible teneur en soufre ou, si c'est préférable, d'une centrale nucléaire de 450 MW, compte tenu des coûts de chaque option et de la date requise de mise en service.

PROGRAMME DE LIMITATION DU SO_2

Le programme de réduction des émissions de SO_2, qui sera mis de l'avant par Énergie NB pour respecter les limites annuelles de 130 000 tonnes en 1994, intégré au plan de développement à long terme de la Commission, comprend ce qui suit :

- Conversion de la tranche 2 de Coleson Cove à l'Orimulsion associée à l'installation d'un appareil de désulfuration des gaz de combustion de cette tranche. Les travaux de protection de l'environnement et d'ingénierie sont commencés et la date cible de mise en service est 1991.
- Insallation d'une tranche de 450 MW alimentée au charbon à faible teneur en soufre en 1993.
- Insallation d'une tranche au charbon de 150/200 MW à Grand Lake avec installations d'élimination du SO_2 en 1994.
- Changement du combustible de la tranche 2 de Dalhousie qui passera du charbon du Nouveau-Brunswick au charbon importé à faible teneur en soure en 1994.
- Mise en service d'une nouvelle source de proiuction de 450 MW au plus tard en 1997 ou 1998. S'il s'agit d'une centrale thermique, elle sera alimentée au combustible à faible teneur en soufre, de sorte que les émissions de SO_2 seront suffisamment faibles pour maintenir la limite annuelle de 130 000 tonnes.
- Maintien de l'utilisation du charbon du Nouveau-Bruiswick à un maximum de 500 000 tonnes par année.
- Augmentation des exportations annuelles de 4 000 GWh, en 1994, à 5 000 GWh, en l'an 2000.

Lesémissions de SO_2 résultant de ce programme sont égales ou inférieures au seuil de 130 000 tonnes à partir de 1992 jusqu'à l'an 2000, avec le plan de développement entrepris.

AUTRES PROGRAMMES DE LIMITATION DU SO_2

Si la conversion de la tranche 2 de Coleson Cove à l'Orimulsion n'est pas jugée raisonnablement possible, déclare le rapport, on dispose de plusieurs autres méthodes de réduction des émissions de SO_2, y compris : utilisation de combustible à faible teneur en soure dans les tranches au mazout existantes; réducton de toutes les ventes d'exportation (qui devraient provenir des tranches au mazout) à 50 % des niveaux autrement prévus; achats fermes d'énerie provenant des sources extérieures à la province *dans la mesure où il y en a*, ou remplacement de la seconde tranche au charbon de 450 MW par une tranche nucléaire de 450 MW située à la centrale de Point Lepreau.

On peut encore créer d'autres programmes de réducton du SO_2 en combinant ces options de différeres façons.